

## Lineamientos del régimen jurídico de la electricidad

*por Máximo J. Fonrouge*

### 1. Introducción. El marco regulatorio.

Debo comenzar por recordar que en esta área –al igual que en el caso del gas– contamos con la ventaja de tener un marco regulatorio de jerarquía legislativa, como no lo tienen en cambio en el caso de las telecomunicaciones o el transporte por citar algunos otros servicios públicos. Además, este marco regulatorio puede ser considerado actual, porque data de enero del año 1992, mes en que fue promulgada la Ley N° 24.065<sup>1</sup>, la que a su vez se integra y encuentra su precedente en la Ley N° 15.336<sup>2</sup> del año 1960, muchas de cuyas disposiciones continúan en vigencia, bien que con las modificaciones que le ha hecho la primera.

Este marco regulatorio legal se complementa con la reglamentación de la Ley 24065 aprobada por el Decreto 1398 del año 1992<sup>3</sup>, con el Decreto 186 del año 1995<sup>4</sup>, y con lo que se han dado en llamar “Los Procedimientos”, que es un conjunto de numerosísimas resoluciones que regulan el funcionamiento del mercado eléctrico (dictadas a partir de la Resolución

---

<sup>1</sup> Sancionada el 19/12/91 y promulgada parcialmente el 3/01/92 (con veto parcial por Decreto 13/92), B.O. del 16/01/92, ADLA 1992, Tomo A, página 82

<sup>2</sup> B.O. del 22/09/60, ADLA 1960, Tomo A, página 67

<sup>3</sup> B.O. del 11/08/92, ADLA 1992, Tomo C, página 3077.

<sup>4</sup> B.O. del 27/07/95, ADLA 1995, Tomo D, página 4506

61/92 y sucesivamente hasta la fecha) y que constituyen todo un apéndice normativo en si mismo<sup>5</sup>.

De la Ley N° 15.536 vale la pena traer a colación su Artículo 35, donde se distingue la caracterización de lo que son los sistemas eléctricos nacionales versus los sistemas eléctricos provinciales. Es que en el ámbito del sector eléctrico, al igual que el caso del agua corriente, por ejemplo, el servicio público de distribución de energía eléctrica es de naturaleza local (provincial), mientras que corresponde a la jurisdicción federal todo lo que concierne al sistema interconectado nacional (centrales eléctricas, líneas y redes de transmisión y distribución vinculadas a la Red Nacional de Interconexión).

Sin perjuicio de ello, es de destacar que se invitó a las provincias a adherir al régimen instituido a nivel nacional<sup>6</sup>, siendo que la mayoría de ellas lo fueron haciendo sucesivamente, aunque en algunos casos en forma parcial, ya que algunas solo adhirieron a las normas del capítulo X de la Ley, referidas a los principios y regulaciones en materia tarifaria.

De tal forma, sobre los distintos actores del mercado eléctrico coexiste -y se superpone en algunos casos- por un lado, la jurisdicción nacional representada básicamente por la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el organismo a cargo del despacho

---

<sup>5</sup> La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), lleva una recopilación actualizada de “Los Procedimientos”. La última disponible es la versión XIX y puede ser bajada de la página de internet [www.cammesa.com.ar](http://www.cammesa.com.ar) o adquirida en sus oficinas en un disco compacto.

<sup>6</sup> Conf. artículo 98 de la Ley 24.065

nacional de cargas (CAMMESA) y, por el otro, la jurisdicción provincial representada por las autoridades con competencia en materia energética y los entes reguladores locales.

## **2. El proceso de transformación del sector eléctrico.**

En otro orden, cabe destacar que en todo este sector eléctrico ha tenido lugar, a partir de los años 90, un enorme y complejo proceso de transformación y, a su vez, de privatización de actividades que desempeñaba, otrora mayoritariamente, el Estado (nacional y provincial). El diseño de este proceso de transformación y privatización del sector se hizo sobre una base bastante novedosa, porque se incursionó en algunas variantes que no habían sido observadas en otros procesos similares que lo precedieron, cual es el caso inglés (por citar el más destacado).

Así, en el caso argentino se llevó a cabo, por un lado, una desintegración vertical desde el momento en que se dividieron las etapas de generación, transporte y distribución. Y por otro, en algunas áreas que así lo justificaban, como la que comprende a la Ciudad de Buenos Aires y algunos partidos del Gran Buenos Aires, se hizo también una desintegración de tipo horizontal, ya que se dividió la antigua SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires) en tres empresas: EDENOR, EDESUR y EDELAP. En el caso de SEGBA, que también administraba unidades de generación, las mismas fueron también privatizadas, en forma separada, respondiendo al primer principio comentado cual es el de la desintegración vertical.

Como una primera reflexión podemos decir que el proceso de transformación del sector eléctrico en la Argentina fue inteligente, exitoso y absolutamente transparente. Considero importante destacarlo en esta época, en que casi todas las políticas implementadas en la década de los noventa son puestas en duda por esa sola circunstancia.

En cuanto a las distintas actividades presentes en el esquema de funcionamiento del mercado eléctrico, la Ley N° 24.065, a través de su artículo 4°, define quienes son considerados actores reconocidos del mercado eléctrico mayorista, estableciendo que aquellos son: a) los generadores o productores, b) los transportistas, c) los distribuidores y d) los grandes usuarios.

A este respecto, corresponde agregar que a poco más de tres años de sancionada la Ley N° 24.065, en 1995 el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 186, por medio del cual reconoció también como agentes del mercado eléctrico a lo que pasaron a denominarse los “Participantes” a que se refieren los artículos 1° inc. b) y 5° del referido decreto, dentro de los cuales reconoció específicamente a las empresas que se inscribieran como comercializadores de energía eléctrica en bloque. Y en este sentido, vale recordar que esta figura del comercializador o intermediario había sido expresamente excluida del entonces proyecto de ley de marco regulatorio enviado en su momento por el Poder Ejecutivo al Congreso (al debatirse la aprobación en particular del texto del actual artículo 4° de la Ley), circunstancia que dio lugar a algunos cuestionaran esta figura luego introducida por la vía de un decreto que, a mi criterio, y sin entrar a juzgar acerca de la conveniencia o no del reconocimiento de esta categoría de

agentes, fue dictado excediendo las facultades invocadas como habilitantes en los considerandos respectivos.<sup>7</sup>

### 3. Control y funcionamiento del MEM. El ENRE y CAMMESA.

Como ya antes lo adelantara, a los fines de regular, controlar y administrar la actividad desplegada por los correspondientes actores del mercado eléctrico existen, a nivel nacional, dos organismos principales (dejando de lado la Secretaría de Energía de la Nación que emite reglamentaciones y actos singulares en función de las facultades que le delegara el PEN y las que de forma directa le reconoce la Ley N° 24.065 en los artículos 35° y ss.) que son: el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA).

En lo que respecta al ENRE, se trata de un ente autárquico creado en el ámbito de la Secretaría de Energía<sup>8</sup>, cuyas funciones principales, entre otras, son las de: a) hacer cumplir el marco regulatorio y controlar la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en

---

<sup>7</sup> En efecto, en el último considerando del referido decreto se expresa: “*Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL está facultado para el dictado del presente acto conforme las atribuciones conferidas por los Artículos 91 y 92 de la Ley N° 24.065 y por el Artículo 99 inciso 2) de la CONSTITUCION NACIONAL*”. Y a poco que se lea el texto de los dos artículos citados en primer término, se comprueba fácilmente que mientras el primero de ellos solo faculta al PEN para delegar las misiones y funciones que la ley le atribuye, el segundo lo faculta para elaborar un texto ordenado del marco regulatorio eléctrico integrado por la Ley 24.065 y su antecedente la Ley 15.336 facultades éstas que, por cierto, no pueden servir como fundamento para crear una nueva categoría de agente del mercado. Más aún, al haber sido expresamente encuadrado el decreto bajo análisis como uno de aquellos que la doctrina denomina de ejecución o integración (al citarse el inc. 2) del art. 99 de la C.N.), debe recordarse que la norma constitucional autoriza su dictado “...*cuidando de no alterar su espíritu...*” [el de la Ley respectiva], limitación ésta que ha sido flagrantemente transgredida por el PEN, si se tiene en cuenta que el legislador, al tratar la aprobación del texto del artículo respectivo -como antes se lo anticipó-, había rechazado taxativamente el reconocimiento de la figura del intermediario como agente del mercado eléctrico (ver el Diario de Sesiones relativo al tratamiento del proyecto de ley respectivo)

<sup>8</sup> Conforme artículo 54 de la Ley 24.065.

los contratos de concesión de jurisdicción nacional, b) dictar reglamentos a los cuales se deberán ajustar los agentes del mercado, c) establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobar los cuadros tarifarios, d) autorizar las servidumbres de electroducto, e) organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en la Ley y f) autorizar la construcción y operación de nuevas instalaciones<sup>9</sup>. Además, ejerce una función de tipo jurisdiccional, ya que las controversias que se susciten entre los agentes del mercado eléctrico deben ser sometidas a la previa y obligatoria jurisdicción del ente (sin perjuicio de su ulterior revisión en sede judicial)<sup>10</sup>.

Respecto de la actuación de los entes reguladores, se suele sostener que su función primordial es la de proteger los derechos de los usuarios. Sin embargo, como bien se ha dicho, ésta función no debe ser interpretada en forma absoluta o excluyente, habida cuenta que no posee una jerarquía superior a los demás objetivos fijados en la política legislativa<sup>11</sup> (en el caso, en la Ley 24.065). Así, pueden presentarse situaciones en las que el ente deba arbitrar entre la protección mediata del servicio concesionado y la protección inmediata de uno o más usuarios. En otras palabras, no debe perderse de vista que quizás, por querer proteger a ultranza los derechos de los “usuarios actuales” se termine perjudicando a los “usuarios futuros”, cuyos derechos no son de inferior jerarquía<sup>12</sup>. Se trata, en definitiva, de

---

<sup>9</sup> La totalidad de las funciones y facultades que le confiere la Ley 24.065, se enuncian en el artículo 56 de dicho ordenamiento.

<sup>10</sup> Conforme lo estipula el artículo 72 de la Ley 24.065.

<sup>11</sup> Conf. Juan Carlos CASSAGNE, en “La intervención administrativa”, 2da. Edición, pág. 154.

<sup>12</sup> Conf. Juan Carlos CASSAGNE, “La participación pública en el control de los servicios públicos”, en RAP, Serie Edición Aniversario, Julio de 1999, pág. 10.

realizar un adecuado balance entre la defensa del usuario y la defensa del servicio, previo a la toma de decisiones trascendentes, cuyas consecuencias puedan llegar a afectar la normal prestación de éste último<sup>13</sup>.

Por su parte y en lo relativo a CAMMESA, se trata del organismo a cargo del despacho nacional de cargas al que se refiere el artículo 35 de la Ley N° 24.065, el que se ha constituido bajo la forma singular de una sociedad anónima sin fines de lucro<sup>14</sup>, y que tiene como función principal la de administrar el mercado eléctrico mayorista (MEM) (i) optimizando los recursos físicos de dicho mercado, (ii) maximizando la seguridad y calidad en el despacho, (iii) liquidando las transacciones económicas entre los agentes del MEM, (iv) evaluando los requerimientos futuros de energía y potencia del sistema y (v) supervisando el funcionamiento del mercado a término de compra y venta de energía.

El capital de esta sociedad esta dividido en 5 clases de acciones representativas cada una de un 20% del total, cuyos titulares son, respectivamente, el Estado Nacional y las cuatro asociaciones civiles que representan a los agentes del MEM, a saber: la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina

---

<sup>13</sup> En sentido similar, se ha dicho también que constituye una finalidad esencial de la regulación armonizar el interés público que determina a los servicios públicos, con los derechos particulares comprometidos (conf. Julio R. COMADIRA, "Derecho Administrativo", 2da. Edición, págs. 640/641, y cita jurisprudencial en nota 1583)

<sup>14</sup> La constitución de esta sociedad fue dispuesta por el Decreto N° 1192/92 (B.O. 21/07/92, ADLA 1992, Tomo C, pág. 3050), cuyo artículo 2° aprueba sus estatutos, a la vez que el 3° establece que esta sociedad se registrará por el art. 3° (asociaciones bajo forma de sociedad) y por los arts. 163 a 307 de la Ley de Sociedades.

(ADEERA), la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA) y la la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA). Su Presidente natural es el Secretario de Energía de la Nación, cuyo voto es necesario para hacer quorum en el Directorio.

#### **4. La actividad de generación.**

De acuerdo a la definición de la ley, los generadores son aquellos titulares o concesionarios de centrales eléctricas que coloquen su producción total o parcialmente en el sistema de transporte y/o distribución de jurisdicción nacional, pudiendo celebrar contratos de suministro de energía directamente con distribuidores y con grandes usuarios<sup>15</sup>.

Desde un punto de vista técnico la generación eléctrica, principalmente, puede ser de fuente térmica, hidroeléctrica o nuclear (la participación en nuestro mercado de cada una de ellas es aproximadamente del 52%, 43% y 5%, respectivamente). En una cantidad muy incipiente, existen algunos desarrollos de energía eólica.

En el caso de la generación térmica, que estaba en manos del Estado, se instrumentó el proceso de privatización bajo la modalidad de venta de activos; es decir, se constituyeron sociedades anónimas a las que se les transfirieron los terrenos y maquinarias de las centrales respectivas, licitándose luego la venta de las acciones de las sociedades así formadas. De esta forma, por ejemplo, se privatizaron las centrales térmicas que

---

<sup>15</sup> Conf. artículos 5° y 6° de la Ley 24.065.



operaba SEGBA en la Ciudad de Buenos Aires, dando lugar a las firmas “Central Puerto” y “Central Costanera”.

Por el lado de las centrales hidroeléctricas que operaba la empresa estatal HIDRONOR, se constituyeron sociedades a las que se les dio en concesión la explotación de las respectivas centrales (El Chocón, Cerros Colorados, Piedra del Águila, etc.) y se licitó también la venta de las acciones de estas sociedades.

En el caso de la energía atómica, si bien se estudió la posibilidad de privatizar también las centrales nucleares ello no se pudo concretar y continúan en manos estatales. Ello se debió, básicamente, al altísimo costo que –al tener estas centrales una determinada vida útil– representa el desmantelamiento de este tipo de centrales, amén de otros riesgos que conlleva la generación de energía nuclear en materia de coberturas de seguros, etc.

En la actualidad existen 59 empresas generadoras en competencia, de las cuales 44 son generadores propiamente dichos y otras 15 son autogeneradores y cogeneradores (éstas dos últimas son empresas industriales que generan energía para su propio consumo y colocan sus excedentes en el mercado).

La actividad de generación o producción de energía eléctrica es considerada en el marco de la Ley N° 24.065 como una actividad de “interés general”, mientras que el transporte y la distribución son considerados como un

servicio público<sup>16</sup>. Suelo decir que esta caracterización de interés general no ha tenido una precisión doctrinaria como la que sí tiene el servicio público, por lo que sería importante determinar cuales son sus alcances y consecuencias. Es que si bien la generación es una actividad de tipo comercial con libertad de entrada y salida al mercado, está sujeta a algún tipo de regulación desde que, por ejemplo, si bien puede un productor dejar de generar tiene un límite temporal, ya que no puede desvincularse del MEM sino solicitando autorización a la Secretaría de Energía con una anticipación no menor a doce meses para no producir alteraciones en el sistema<sup>17</sup>. No vale la pena entrar aquí en este detalle porque sería para un debate largo, pero entiendo sería conveniente tratar de delinear qué tipo de alcance tiene esta denominación de interés general, de cara a que a los generadores de energía pueda, en determinadas circunstancias, exigírsele el cumplimiento de algún tipo de obligaciones que están relacionadas con la importancia para la comunidad que su actividad implica.

## **5. La actividad del transporte.**

Por su parte, se considera transportista a quien siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica es responsable de su transformación y transmisión desde el punto de entrega por el generador hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario. En el régimen de la Ley N° 24.065 se ha independizado al transportista de los demás agentes ya que, por un lado, les está vedado comprar y/o vender energía

---

<sup>16</sup> Conf. art. 1° de la Ley 24.065.

<sup>17</sup> Conf. punto 9 (Régimen de desvinculación del MEM), del Anexo 17 de “Los Procedimientos”.

eléctrica<sup>18</sup> y, por el otro, se establece que ningún generador, distribuidor, gran usuario (ni empresa controlada o controlante de alguno de ellos) puede ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante<sup>19</sup>.

Y cuando hablamos de la actividad del transporte nos estamos refiriendo, en primer lugar, al comúnmente llamado transporte troncal, esto es, al conjunto de instalaciones de transmisión necesarias para prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica en Alta Tensión (en tensiones iguales o superiores a 220 kV<sup>20</sup>) entre Regiones Eléctricas<sup>21</sup> y, en segundo término, al transporte por distribución troncal, es decir, al conjunto de instalaciones de transmisión en tensiones iguales o superiores a 132 kV y menores a 400 kV dirigidas a vincular eléctricamente a Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios entre sí, dentro de una misma Región Eléctrica<sup>22</sup>.

El transporte troncal es llevado a cabo por una sola empresa transportista que es TRANSENER S.A., mientras que el transporte por distribución troncal esta a cargo de seis empresas regionales a las que se suele

---

<sup>18</sup> Conf. art. 30 de la Ley 24.065.

<sup>19</sup> Conf. art. 31 de la Ley 24.065. Para poder fiscalizar el cumplimiento de esta limitación, el art. 33 de la Ley 24.065, establece que el capital accionario de las empresa transportistas debe estar representado por acciones nominativas no endosables.

<sup>20</sup> Abreviatura que identifica a los Kilovoltios.

<sup>21</sup> Conf. arts. 2° y 3° del Anexo 16 (Reglamentaciones del Sistema de Transporte), que integra “Los Procedimientos”. Las Regiones Eléctricas que se vinculan por el Transporte en Alta Tensión son nueve: Gran Buenos Aires, Litoral, Buenos Aires, Centro, Cuyo, NOA, NEA, Comahue y Patagonia Sur (conf. art. 4° del referido Anexo 16).

<sup>22</sup> Conf. arts. 5° y 6° del Anexo 16 de “Los Procedimientos”

denominar con el nombre de “Distros”<sup>23</sup>. Todas ellas son empresas constituidas como sociedades anónimas a las que el Estado Nacional les dio una concesión y transfirió los activos correspondientes, licitándose luego los paquetes accionarios de control de cada una de ellas todos los cuales están en manos de empresas privadas.

Tanto los transportistas como los distribuidores deben permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus instalaciones de transmisión y transformación (principio del “open access”)<sup>24</sup>. Por otra parte, y dado que la función de los transportistas se limita a operar y mantener las líneas objeto de la concesión respectiva, el costo de las ampliaciones al sistema de transporte debe ser sufragado por los respectivos beneficiarios, según lo establezca el ENRE en oportunidad de dictar la resolución por la cual expida el correspondiente certificado de conveniencia y necesidad pública de dichas ampliaciones, previa audiencia pública<sup>25</sup>.

Como se dijo anteriormente, los generadores, distribuidores y/o grandes usuarios no pueden ser propietarios o controlantes de una empresa transportista. Sin embargo, hay una excepción a esta regla, que se presenta cuando el Poder Ejecutivo autorice a alguno de los agentes mencionados a

---

<sup>23</sup> Se trata de TRANSBA S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSCOMAHE S.A. y TRANSPA S.A.

<sup>24</sup> Así lo prescribe el art. 22 de la Ley 24.065.

<sup>25</sup> Conf. art. 11 de la Ley 24.065. Sobre los requerimientos para las ampliaciones, determinación de los beneficiarios, etc., ver el “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica”, que forma parte del Anexo 16 de “Los Procedimientos”.

construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad una red de transporte (es lo que se conoce como “líneas dedicadas”)<sup>26</sup>.

La primera línea que se autorizó y construyó bajo este régimen de excepción fue la que vinculó a la Estación Transformadora de El Bracho, en la provincia de Tucumán, con el emprendimiento minero llevado a cabo en Bajo la Alumbraera, en la provincia de Catamarca, donde se trató de una línea en alta tensión (220 kV) con una extensión de poco más de 200 kilómetros, que se hizo para abastecer exclusivamente al establecimiento indicado<sup>27</sup>. En la actualidad, la posibilidad de obtener la autorización para tender una línea bajo este régimen de excepción ha quedado muy acotada, ya que una posterior reglamentación estableció condicionamientos muy severos, tales como que se debe tratar de líneas radiales y de muy corta longitud, que no se prevea aún en el largo plazo la posibilidad de la conveniencia pública de un uso compartido y, principalmente, la necesidad de tener que contar con la conformidad por escrito de la totalidad de los propietarios de los inmuebles que serán afectados por la traza de la línea.<sup>28</sup>

## 6. Los grandes usuarios.

---

<sup>26</sup> Conf. art. 31, segundo párrafo, de la Ley 24.065.

<sup>27</sup> La resolución que autorizó la ejecución de la línea fue la N° 136/95, dictada por la Secretaría de Energía (B.O. 12.04.95).

<sup>28</sup> Se trata de la reglamentación del art. 31 de la Ley 24.065 llevada a cabo por la Resolución SE N° 179/98 (B.O. 15/05/98; ADLA 1998, Tomo B, pág. 1899). La dificultad de orden práctico más relevante para reeditar una línea de estas características en la actualidad resulta de la derogación de la precedente Resolución SE N° 7/95 (B.O. 16/01/95) que determinaba que las líneas autorizadas bajo el art. 31 de la Ley 24.065, estaban alcanzadas por la Servidumbre Administrativa de Electroducto reglada por la Ley 19.552 (con las modificaciones de su similar 24.065), circunstancia que implicaba la falta de necesidad de contar con la conformidad de los propietarios de los fundos sirvientes, así como la limitación del quantum de la compensación económica a los mismos al excluirse taxativamente el lucro cesante.

Respecto de los grandes usuarios, como agentes del mercado eléctrico, la ley considera así a quienes tienen la facultad de contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía, ya sea con un generador o con un distribuidor. La Secretaría de Energía, por su parte, es quien esta facultada para establecer los módulos de potencia, de energía y demás parámetros técnicos que caracterizan al gran usuario<sup>29</sup>.

Dentro de este segmento, la política seguida por la Secretaría de Energía fue la de ir bajando sucesivamente el módulo de potencia requerido para solicitar el acceso al MEM en carácter de Gran Usuario, en el marco del proceso de desregulación del mercado eléctrico promovido en su momento, por las autoridades nacionales a cargo del área energética.

Así, cuando se llevó a cabo el proceso de privatización de las distribuidoras del área de la Ciudad de Buenos Aires y sus alrededores (EDENOR, EDESUR y EDELAP), el módulo de potencia requerido para acceder al MEM en carácter de gran usuario era de 5 MW (megavatios)<sup>30</sup>, requerimiento éste que al poco tiempo fue reducido a 2 MW, y después a 1 MW<sup>31</sup>. En oportunidad de la última reducción se establecieron dos categorías de grandes usuarios: el Gran Usuario Mayor (GUMA) y el Gran

---

<sup>29</sup> Conf. artículo 10°, de la Ley 24.065.

<sup>30</sup> Conf. Anexo 17 (Ingreso de Nuevos Agentes al MEM) de “Los Procedimientos”, según la versión aprobada por la Resolución SE 137/92 (B.O. 15/01/92). Con este requerimiento de potencia, para darse una idea, no habría para esa época más de 20 empresas con posibilidades de solicitar su reconocimiento como grandes usuarios.

<sup>31</sup> Conf. Anexo 17 de “Los Procedimientos”, según el texto aprobado por la Resolución SE 334/94 (B.O. 11/11/94)

Usuario Menor (GUME) y, finalmente, se creó una nueva categoría con un requerimiento de potencia todavía inferior a los dos anteriores que se denominó Gran Usuario Particular (GUPA)<sup>32</sup>.

En la actualidad, para poder ingresar al MEM como GUMA se requiere: una demanda de potencia mínima de 1 MW, un consumo de energía para consumo propio no inferior a 4380 MWh (megavatios hora) anuales y tener un contrato de abastecimiento en el MEM de al menos del 50% de su demanda de energía con un mínimo de 4389 MWh<sup>33</sup>. Por su parte, para poder ser considerado GUME: la demanda de potencia requerida debe ser inferior a 2MW y mayor o igual a 30 kW (kilovatios) y tener contratado en el MEM la totalidad de la potencia y energía<sup>34</sup>. Finalmente, para acceder al MEM como GUPA se necesita de una demanda de potencia inferior a 100 kW y mayor o igual a 30 kW<sup>35</sup>.

Mientras los GUMA se relacionan directamente con el MEM, los GUME y GUPA lo hacen exclusivamente a través de los distribuidores del área en que están localizados que son quienes les proporcionan el vínculo y otros servicios necesarios para acceder al suministro contratado, abonando por ello un cargo a la distribuidora respectiva.

---

<sup>32</sup> Conf. Anexo 17 de “Los Procedimientos”, según texto aprobado por la Resolución SE 423/98 (B.O. 4/09/98)

<sup>33</sup> Conf. Anexo 17 de “Los Procedimientos” (actualmente vigente), punto 2.1., apartado e), inciso e.1)

<sup>34</sup> Conf. Anexo 17, Apéndice A, punto 2.

<sup>35</sup> Conf. Anexo 17, Apéndice B, punto 2.

Cabe destacar que la baja sucesiva del módulo de potencia mínimo requerido para acceder al MEM como gran usuario, fue objeto de reclamos puntuales de algunas distribuidoras ante la Secretaría de Energía (y ante la justicia), así como de cuestionamientos sectoriales por parte de la asociación que nuclea a los distribuidores (ADEERA), en especial, en ocasión de la baja a 1 MW y, luego, con motivo de la creación de la categoría del GUPA. La queja de los distribuidores, en el caso, se debió a que consideraron que la política de desregulación emprendida por la autoridad energética implicaba modificar las pautas establecidas al momento de privatizarse las respectivas empresas, quitándoles categorías de clientes que antes debían obligatoriamente contratar con las distribuidoras. Ninguno de estos planteos prosperaron a la fecha.

Por su parte, desde la Secretaría de Energía, siempre se sostuvo que la sucesiva reducción del requisito de potencia para ser gran usuario resultaba neutra para el distribuidor, desde que éste último siempre va a tener derecho a cobrar el denominado “valor agregado de distribución” (VAD) o peaje, que es la remuneración que pasará a percibir de todos aquellos ex clientes de la distribuidora que ingresasen al MEM como grandes usuarios, y que deberán necesariamente utilizar las redes de la misma para recibir la energía contratada o suministrada a través del MEM. Sin embargo, considero en esta discusión les asiste parte de razón a los distribuidores habida cuanta que, entre otras cosas, si nos encontrásemos frente a un mercado mayoritariamente conformado por contratos a término de compra venta de energía<sup>36</sup>, la circunstancia de poder celebrar contratos de compra de energía

---

<sup>36</sup> Lo que no es el caso en la actualidad, ni tampoco llegó a serlo tampoco durante el auge de pleno funcionamiento del MEM, ya que al haber tenido lugar -durante la vigencia de la convertibilidad-, un



en grandes volúmenes le podría haber permitido a las distribuidoras obtener beneficios comerciales derivados de la eventual diferencia entre el precio de compra y el de venta, posibilidad que ciertamente se acota en la medida que por la constante pérdida de clientes que ingresan al MEM como grandes usuarios, se vaya achicando proporcionalmente el volumen teórico de compra de energía al por mayor.

## **7. La actividad de distribución.**

Finalmente, resta referirnos al más conocido de los agentes del MEM, esto es, a los distribuidores. A su respecto, podemos decir que son aquellos agentes que representan la “cara” del mercado eléctrico frente a la comunidad. En efecto, salvo para aquel que esté inmerso en la temática que nos ocupa, para el común de la gente hablar del servicio eléctrico equivale a representarse de inmediato a la compañía distribuidora que nos presta el servicio (EDENOR, EDESUR, etc.). Sin embargo, lo cierto es que para que nos llegue un electrón a nuestra casa primero debe existir un generador que produzca la energía necesaria -ya sea de fuente térmica, hidráulica o nuclear-, que dicho generador coloque esa energía en el sistema a través de un transportista que la transforme y lleve a través de las líneas de alta tensión que opera y mantiene y, finalmente que ese transportista entregue esa energía en los puntos de conexión del distribuidor, quien la transformará y conducirá por sus líneas de media y baja tensión, llevándola a las

---

proceso de baja progresivo del precio de la energía, a las distribuidoras les convenía más comprar al precio estacional que celebrar contratos a término corriendo el riesgo de no poder pasar un precio de compra mayor a las tarifas.

condiciones de calidad de tensión requeridas en los distintos contratos de concesión, hasta ponerla en la entrada del medidor domiciliario.

De tal manera, cada vez que nosotros encendemos un artefacto eléctrico intervienen una serie impresionante de mecanismos en tiempo real porque, además, la energía eléctrica no puede ser almacenada. Se trata pues de un fenómeno técnico complejo que requiere de una alta sofisticación tecnológica y del aporte de profesionales altamente capacitados en el organismo encargado del despacho (CMMESA). Pensemos así por un instante la inmensa cantidad de operaciones técnicas que desencadena el simple hecho de que a todos, a determinada hora del día, se nos ocurra prender la luz o que un día nublado, decidamos prenderla antes, o en las maniobras necesarias para balancear el sistema cuando se cae una de estas torres de alta tensión que vemos a la vera de las rutas y que transportan la energía que nos llega del Chocón o de alguna otra central importante, a esta gigantesca aspiradora de energía que es la Ciudad de Buenos Aires y sus alrededores. Y todas ellas, recordemos, deben ser concretadas en tiempo real para evitar consecuencias que puedan afectar el resto del sistema.

De acuerdo al marco regulatorio eléctrico, se entiende por distribuidor a quien dentro de su área de concesión es responsable de abastecer a los usuarios finales, que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> Conf. artículo 9° de la Ley 24.065.

En lo que concierne al proceso de privatización en el sector de la distribución, ya mencionamos que en el caso del área que comprende a la Ciudad de Buenos Aires y algunos partidos del Gran Buenos Aires, se hizo una desintegración de tipo horizontal de la antigua SEGBA, dividiéndola en tres empresas: EDENOR, EDESUR y EDELAP.

Se constituyeron como sociedades anónimas a las que se les otorgó la concesión del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área demarcada por un término de 95 años, y la forma de privatizarlas consistió -al igual que en el caso de las transportistas-, en convocar a una licitación nacional e internacional para la venta del paquete mayoritario de control de cada una de estas sociedades<sup>38</sup>.

En cuanto a la privatización de las empresas de distribución a nivel provincial, se trató de un proceso de similares características que el nacional, habiendo la mayoría adherido al régimen instituido por la Ley 24.065 y elaborado contratos de concesión también similares a los de EDESUR, EDENOR y EDELAP.

La primera en privatizar su distribuidora fue la provincia de San Luis (EDESAL). En la actualidad, se encuentran en manos privadas las de Buenos Aires (EDEN, EDES Y EDEA), la de Salta (EDESA), Jujuy

---

<sup>38</sup> En el caso de EDENOR y EDESUR, su constitución y aprobación de estatutos se dispuso por el Decreto N° 714/92 (B.O. 26/06/92; ADLA 1992, Tomo C, pág. 2954). Estas sociedades tenían inicialmente tres Clases de acciones: la clase "A" equivalente al 51% del capital accionario que es la que objeto de venta por licitación, la clase "B" representativa del 39% del capital, originariamente pensada para ser colocada mediante oferta pública en la Bolsa de Valores y que terminó más adelante siendo adquirida por los tenedores del paquete de control, y la clase "C" representativa del 10% restante del capital, destinada al Programa de Propiedad Participada.

(EJESA), Tucumán (EDET), Catamarca (EDECAT), Santiago del Estero (EDESE), San Juan (EDESSA), La Rioja (EDELAR), Río Negro (EDERSA), Entre Ríos (EDEERSA) y Mendoza (EDEMESA). De las provincias con alto consumo, hoy siguen en manos estatales las distribuidoras de Córdoba y Santa Fe. Cabe destacar que en muchas provincias -especialmente en Buenos Aires- la actividad de sus respectivas distribuidoras coexiste con la de numerosas cooperativas prestadoras del servicio en forma preexistente, con concesiones otorgadas por los municipios.

Como antes se lo anticipara, la obligación principal del distribuidor es la de abastecer a todos aquellos usuarios finales que no tengan la “facultad” de contratar su suministro en forma independiente. Y en este sentido, se puede decir que la definición legal no ha sido del todo feliz, habida cuenta que la mera posibilidad de que un usuario tenga la “facultad” de contratar su suministro en forma independiente por reunir el módulo de potencia mínimo para poder calificar como gran usuario, no implica necesariamente que aquél tenga la “obligación” de solicitar su ingreso al MEM en tal carácter, ni tampoco debería excusar al distribuidor de su obligación de suministro. A mi entender, en consecuencia, lo correcto hubiese sido agregar a la definición legal que la responsabilidad del abastecimiento del distribuidor se extiende también a aquellos usuarios que, teniendo la facultad de contratar su suministro en forma independiente, no hallan optado expresamente por así hacerlo.

Seguidamente, me referiré a algunas características destacables de los contratos de concesión de EDENOR y EDESUR, que también son

receptadas en los contratos de concesión a nivel provincial de forma casi idéntica.

En primer lugar, y tal como surge de los contratos de concesión referidos, parece importante destacar que la filosofía que guió al privatizador en materia de control del concesionario del servicio público de distribución, fue la de la denominada “regulación indirecta”. En otras palabras, y al contrario de lo que sucede en un esquema de “regulación directa”, se optó por controlar los “resultados”, dejando de lado la intromisión en la gestión empresarial. De tal forma, el Concedente no establece obligaciones de la distribuidora en materia de inversiones cuya ejecución efectiva deba luego controlar, sino que establece metas de calidad en la prestación del servicio que, de no ser alcanzadas, determinan la aplicación de penalizaciones a la distribuidora las cuales se acreditarán a favor de los usuarios afectados.<sup>39</sup>

A mi criterio, este esquema de regulación indirecta ha permitido que en el sector de distribución de energía eléctrica no se hubiesen planteado necesidades de renegociar contratos al contrario de en otros sectores de los servicios públicos (me refiero, claro está, durante la etapa previa a la salida de la convertibilidad), en los cuales, precisamente, las empresas buscaron renegociar la ejecución de obras obligatorias previstas expresamente en los

---

<sup>39</sup> En este sentido, establece el artículo 16 del Contrato de Concesión de EDENOR que: “*Es exclusiva responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PÚBLICO conforme al nivel de calidad exigido en el ‘Subanexo 4’, así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere necesarios para cubrir el incremento de demanda dentro de su ÁREA*”. En el referido Subanexo 4, por su parte, se establecen las metas que deben ser cumplidas dentro de cada etapa de vigencia de la concesión, en materia de “calidad del servicio técnico” (cantidad y duración de las interrupciones), de “calidad del producto técnico” (perturbaciones en los niveles de tensión), y “calidad del servicio comercial” (plazo para las conexiones, errores de facturación, etc.). Copia íntegra de los contratos de concesión de las distribuidoras se puede encontrar en la página del ENRE ([www.enre.gov.ar](http://www.enre.gov.ar))

respectivos contratos con argumentos atendibles en muchos casos, tales como que por razones tecnológicas o del mayor (o menor) desarrollo de algunas áreas concesionadas, los planes de inversión originalmente previstos por los entes licitantes se habían vuelto obsoletos, inconvenientes o antieconómicos. En el caso de la distribución, en cambio, al ser de responsabilidad exclusiva de la empresa como direccionar las inversiones para evitar o minimizar eventuales sanciones, esta cuestión no fue objeto de planteo renegociatorio alguno.

Como otro aspecto interesante desde el punto de vista jurídico, creo conveniente referirme a los alcances de la denominada “exclusividad zonal” que se reconoce a las distribuidoras en los contratos de concesión.<sup>40</sup> Y en este sentido, como bien lo ha apuntado el maestro MARIENHOFF, es bueno precisar el alcance de uno y otro concepto, ya que suelen ser incorrectamente utilizados o interpretados<sup>41</sup>. Es que si bien existe una correlación entre los dos conceptos mencionados por tratarse ambos de privilegios que pueden ser otorgados a un concesionario de un servicio público, los mismos no son equivalentes.

Así, mientras el privilegio del “monopolio” consiste en la supresión de la concurrencia en una determinada actividad, la “exclusividad” es la

---

<sup>40</sup> Así, en las definiciones del contrato de concesión de EDENOR, se dice respecto del término “EXCLUSIVIDAD ZONAL” que: *“Implica que, ni LA CONCEDENTE, ni ninguna otra autoridad nacional, provincial o municipal, podrá conceder o prestar por si misma el SERVICIO PÚBLICO en cualquier punto dentro del ÁREA, a partir de la fecha del contrato”*. Por su parte, en el artículo 3° del mismo contrato referido al plazo de la concesión se dice expresamente que: *“...La concesión se otorga con EXCLUSIVIDAD ZONAL”*.

<sup>41</sup> Conf. MARIENHOFF, Miguel S., “Tratado de Derecho Administrativo”, Tomo III-B, Bs. As., 1970, pág. 622.

obligación que asume la administración de no otorgar nuevas concesiones para explotar el mismo servicio, pero sin que ello implique suprimir actividades individuales<sup>42</sup>. En nuestro caso, si a las distribuidoras se les hubiese otorgado el privilegio del “monopolio” dentro de su área de concesión, ello implicaría que ninguna persona podría tener un generador en su casa para proporcionarse energía para si mismo. En cambio, el privilegio de la “exclusividad zonal” determina que nadie pueda prestar el mismo servicio que la distribuidora dentro del área concesionada durante la vigencia de la concesión, pero no impide que una persona tenga un generador para su propio consumo de energía. Lógicamente, si bien yo puedo entonces poner un equipo de generación en mi casa, no lo voy a poder utilizar en cambio para venderles energía a mis vecinos ya que, en tal supuesto, estaría sí transgrediendo la exclusividad zonal otorgada a la distribuidora. Otro supuesto de una actividad contraria a la exclusividad zonal, esta dado por casos en que algunas empresas han pretendido ingresar al MEM como grandes usuarios para luego convertirse en una suerte de subdistribuidores; es el caso, por ejemplo, de los denominados “shoppings” y de los clubes de campo<sup>43</sup>.

---

<sup>42</sup> Conf. MARIENHOFF; Miguel S., op. cit., pág. 623

<sup>43</sup> Se pueden traer a colación dos precedentes del ENRE. En uno, mediante Resolución N° 371/96 hizo lugar a la oposición planteada por EDENOR al ingreso al MEM como gran usuario de la firma New Shopping S.A. (Shopping Paseo Alcorta), sobre la base que la demanda de energía no sería para consumo propio de la solicitante sino para los locales comerciales que se alquilan a terceros. En el otro, por Resolución N° 369/96, hizo lugar a otra objeción planteada, también por EDENOR, al ingreso como gran usuario de un club de campo (Sociedad Hebraica Argentina) ya que, en rigor, la demanda de energía no iba destinada a la solicitante, sino a los inmuebles particulares de los integrantes de dicho club (el texto completo de estas resoluciones puede ser consultado en la página de internet del ENRE).

Entonces, la obligación principal que adquiere el Estado concedente en el marco del contrato de concesión es la de garantizar la exclusividad zonal a la distribuidora, como correlato de la obligación de la concesionaria de prestar el servicio a quien se lo solicite. Sin embargo, también establece el contrato -como una facultad del concedente- que esta exclusividad zonal puede dejarse sin efecto o modificarse el área dentro de la cual se ejerce, para el caso en que la innovación tecnológica permita que la actual condición de “monopolio natural” que reviste la prestación del servicio pueda ser remplazada por un ámbito donde puedan competir otras formas de prestación del mismo<sup>44</sup>. Supongamos así que el día de mañana se descubriera la forma de distribuir la energía prescindiendo de los cableados; en tal caso se podría dejar de lado la “exclusividad zonal”. Para tal hipótesis, de todas maneras, se dispone que la extinción total o parcial de la exclusividad zonal implica la consecuente extinción total o parcial de la obligación de abastecimiento del distribuidor y que dicha facultad solo puede ser ejercida por el concedente al finalizar cada período de gestión de la distribuidora y previa comunicación a la distribuidora con seis meses de antelación al fin del período respectivo<sup>45</sup>.

Otra innovación interesante e ingeniosa de estos contratos de concesión -por lo que seguidamente se explicará-, fue el haber establecido una vigencia de 95 años para la concesión, pero dividida en lo que se denominaron los

---

<sup>44</sup> Conf. artículo 3º, párrafo segundo del C. de C de EDENOR. No debe confundirse la caracterización de “monopolio natural” a que refiere este artículo con la de “monopolio legal” a que antes se aludió para diferenciarlo de la “exclusividad zonal”. Lo de “monopolio natural” tiene que ver en una razón de orden técnico y económico que hace que no sea conveniente que coexista más de un tendido de cable para la prestación del servicio.

<sup>45</sup> Conf. artículo 3º, párrafo tercero del C. de C. de EDENOR.



“períodos de gestión” (el primero de 15 años y los subsecuentes de 10 años cada uno).

Así, con antelación a la finalización de cada período de gestión debe llamarse a un concurso público para la venta del paquete mayoritario de acciones de la distribuidora. En oportunidad de dicho concurso, los titulares del paquete de control tienen derecho a presentar en un sobre cerrado el precio en que valúan sus acciones, el que será abierto en forma simultánea con las ofertas que presentaren los proponentes al concurso convocado. Si algún oferente superase el precio indicado en su sobre por los hasta entonces titulares del paquete de control, el concurso será adjudicado a dicho oferente y el importe que así se obtenga será entregado a aquellos dentro de los 30 días de recibido, previa deducción de los créditos que pudiese tener a su favor el concedente. A los fines de la realización de todo el proceso necesario, el comprador original del paquete de control (y quienes eventualmente lo sucedan) otorgan un poder irrevocable a favor del concedente<sup>46</sup>.

Este sistema fue a mi criterio muy bien pensado, ya que tuvo por objeto evitar uno de los defectos o inconvenientes históricos y naturales de las concesiones, cual es el de la disminución progresiva de las inversiones en el servicio a medida en que se acerca el fin de la vigencia de la concesión. Con esta metodología, en cambio, y dado que los inversores tienen la posibilidad de desprenderse de sus acciones al fin de cada período de gestión, tienen un evidente incentivo para incrementar o cuanto menos mantener el valor de la

---

<sup>46</sup> El procedimiento completo está detallado en los artículos 5° al 11° del Contrato de Concesión de EDENOR.

empresa<sup>47</sup>. No puedo dejar de hacer presente, sin embargo, que los objetivos e incentivos de este esquema hoy se encuentran en crisis, desde que a raíz de las normas de emergencia que alteraron las condiciones y el desenvolvimiento de las empresas operadoras de concesiones de servicios públicos a partir de la salida de la convertibilidad, el valor de dichas empresas de distribución de energía eléctrica se ha deteriorado sensiblemente, lo que quizás lleve a algún replanteo de este esquema en el marco de los actuales procesos de renegociación.

## **8. Reflexiones finales.**

Lo precedentemente expuesto constituyen tan solo algunos aspectos que he estimado relevantes para explicar los lineamientos del régimen jurídico de la electricidad, tal como lo insinuara el título de la conferencia. Muchas cuestiones quedan pendientes porque requerirían de una exposición mucho más extensa y detallada.

Nos encontramos hoy en un estadio complicado para el sector eléctrico argentino, derivado de la normativa de emergencia, la salida de la convertibilidad, el dictado de cuestionables medidas dirigidas a evitar el traslado de los precios de la energía que cobran los generadores y el virtual congelamiento de las tarifas de los distribuidores.

---

<sup>47</sup> También se aplica este procedimiento al fin de los 95 años para pagar los bienes de la distribuidora, con la única diferencia que en este caso los entonces titulares del paquete de control no tendrán el derecho a presentar el sobre con la valuación de sus acciones.

Ya tenemos sobrados ejemplos en la historia argentina de cuando se utilizaron las tarifas para controlar precios y la experiencia adquirida, ciertamente, no ha sido buena. La consecuencia inmediata será el freno a los proyectos de inversión para utilizar los fondos disponibles para operar y mantener las redes, la mediata, el progresivo deterioro en la calidad del servicio.

No debemos olvidar que la transformación del sector trajo aparejados muchos beneficios. En efecto, mientras cuando se comenzó el proceso de privatizaciones nos encontrábamos frente a un horizonte de cortes rotativos por la falta de inversiones en la generación y en el mantenimiento de las redes que se encontraban a cargo del Estado, entre 1992 y el año 2001 la capacidad instalada en la generación creció casi un 70%, ello llevó a que el costo de la energía en el mercado mayorista disminuyera en más de un 55% en términos nominales, colocando a la Argentina dentro de los países con precios más bajos del mundo (y considerados en dólares!, hoy día debemos tener quizás el más bajo del orbe). En el sector de la distribución las redes se expandieron en más de un 40% y el nivel de interrupciones en el servicio se redujo a una cuarta parte, si se toman los niveles previos a las privatizaciones, mientras que en el del transporte la red en alta y media tensión se incrementó en 4.000 km. El Estado, por su parte, pasó a recaudar impuestos que no cobraba, ya que además de percibir en promedio el 33% de cada peso de la tarifa que abonan los usuarios, pasó a cobrar impuestos directos, tasas y contribuciones a las empresas privatizadas.

Es de esperar que las nuevas autoridades traten de proteger todo lo bueno que se ha hecho; tenemos un marco regulatorio adecuado (más allá de las

adaptaciones de que pueda ser objeto, condiciones de transparencia en el mercado de la generación, porque se trata de un mercado competitivo. Sin embargo, en las circunstancias actuales no hay proyectos de nuevas inversiones y, paradójicamente, lo que no se invierta ahora lo vamos a sentir en el período de expansión de la economía que ya está comenzando; hasta ahora la depresión de la demanda acontecida como consecuencia de la profunda recesión de los años 2001 y 2002 ha permitido que se pueda convivir con lo que tenemos. Hagamos entonces votos para que las nuevas autoridades den un tratamiento serio a la problemática actual del sector y, por supuesto, las empresas tendrán que poner lo suyo porque también la comunidad ha hecho grandes esfuerzos a partir de todo lo que nos ha sucedido en la Argentina.