

INSTITUTO TECNOLÓGICO  
DE BUENOS AIRES

ESPECIALIZACIÓN EN ADMINISTRACIÓN  
DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DE GAS

**TRABAJO INTEGRADOR FINAL**

**CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y TERRITORIALES  
EN LA EXPANSIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO  
MAYORISTA ARGENTINO**

**Integrantes:**

Lic. Manuel Rodríguez  
Lic. Francisco J. Elizondo  
Lic. Flavia García

**Profesores Tutores:**

Ing. Ernesto Badaracco, Eduardo Bernardotti y Gustavo Husson

Septiembre 2014

## INDICE

<b>1. Introducción</b> .....	<b>3</b>
<b>2. El Transporte Eléctrico en Argentina</b> .....	<b>5</b>
i. Antecedentes.....	5
ii. Conformación del Sistema Eléctrico Argentino y sus Redes.....	5
iii. Herencias del Territorio al Sistema Marginalista.....	10
<b>3. El Transporte Eléctrico y los Mecanismos de Mercado</b> .....	<b>13</b>
i. Aspectos generales.....	13
ii. Sistema de Comprador Único.....	15
iii. Debate Actual sobre los Procesos de Mercado.....	16
iv. El rol del Servicio de Transmisión en Nuestro País.....	18
a. Impactos en el SADI del Esquema Adoptado.....	21
b. Esquemas de Expansión de la Transmisión Eléctrica en Mercados Competitivos.....	23
<b>4. El SADI durante el Post Reformismo</b> .....	<b>26</b>
i. El Plan Federal de Transporte.....	26
ii. Impacto de las Soluciones Propuestas.....	26
<b>5. Conclusiones:</b> .....	<b>30</b>
<b>6. Bibliografía:</b> .....	<b>32</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

En la última década, la expansión del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se realizó a partir de la planificación centralizada de la red de transmisión que, además de criterios de eficiencia de corto plazo respecto a la confiabilidad y economicidad del sistema eléctrico, ha tenido en cuenta criterios de desarrollo que responden a una visión de más largo plazo y atienden a objetivos estratégicos que modifican la configuración territorial y el alcance del mercado eléctrico.

Este nuevo paradigma se contrapone, y es en parte consecuencia, a una etapa de años de desinversión en el sistema de transmisión eléctrica durante el período de liberalización del mercado. Como ha sucedido en la mayoría de las experiencias de otros países, la liberalización del mercado eléctrico y su consecuente desintegración vertical han puesto en evidencia las fallas intrínsecas de ese modelo para asignar eficientemente los recursos y, fundamentalmente, dar las señales correctas para la expansión de la red de transmisión en línea con los objetivos de desarrollo que debe perseguir una economía en el largo plazo.

Estas inconsistencias del modelo de mercado se ponen de manifiesto en los debates que actualmente persisten en la literatura económica respecto a cómo diseñar mecanismos que permitan corregir las fallas en el sector de transmisión bajo este sistema. Son debates que ponen en jaque el diseño institucional del mercado eléctrico tal como existe, reivindicando indirectamente ciertos aspectos de la empresa integrada y la participación del sector público en la toma de decisiones y la asignación de recursos.

En la bibliografía especializada y, acaso, en la práctica generalizada de la mayoría de los países, existe consenso respecto a cómo resolver los problemas de congestión de corto plazo. En mercados con alto nivel de competencia, las señales de precios pueden ser eficaces para asignar eficientemente los recursos, dirigiendo las inversiones en generación hacia aquellas localizaciones y tecnologías que maximizan el bienestar general.

Sin embargo, aún existe un intenso debate sobre cómo atraer mejor la inversión para la expansión de los sistemas de transporte eléctrico a largo plazo. Esta divergencia se manifiesta en la práctica internacional que muestra la heterogeneidad de mecanismos que se han utilizado en varios países para resolver estas cuestiones. También se manifiesta en la continua adaptación de los marcos regulatorios eléctricos que han implementado los países para preservar la confiabilidad de la red de transmisión y garantizar su expansión en concordancia con las necesidades propias de los mercados y con otros objetivos subyacentes de las economías.

Más allá de la posibilidad práctica de instrumentar un sistema de mercado más o menos eficiente, también debemos preguntarnos si los costos adicionales asociados a la falta de señales que impiden la expansión de la red no son lo suficientemente importantes desde el punto de vista económico, social y político como para hacer necesario una reformulación integral del marco regulatorio en su totalidad.

Al igual que sucede en otros servicios públicos, el transporte eléctrico es de vital importancia no sólo para el desarrollo de la industria eléctrica sino también para el desarrollo transversal de todos los sectores de la economía. La escasez de capacidad de transporte, por un lado, afecta a los propios segmentos de la energía eléctrica, como la generación, pero fundamentalmente dificulta el desarrollo de otros sectores de la economía, lo que redundará en

una pérdida de bienestar social mucho mayor que las pérdidas que son capturadas por las señales del propio mercado.

En este sentido, en adición a los efectos económicos directos que tienen lugar a partir de la adopción de una determinada estructura institucional y de la definición del esquema que se utilice a fin de expandir la red de transmisión en el largo plazo, el diseño de políticas vinculadas al transporte eléctrico determinan el alcance del mercado y condicionan y delimitan territorios de inclusión y exclusión en los que se pone en juego el acceso a los beneficios de la conexión en alta tensión a los diferentes actores sociales y económicos.

Por ello, desde el punto de vista de la demanda, el acceso o la restricción a un servicio confiable, de calidad y abundante y al menor costo no sólo debe ponderarse al interior del sistema; en el análisis es necesario incluir el impacto territorial, el tamaño y alcance del mercado para abarcar, en su verdadera dimensión, externalidades positivas difíciles de estimar, que aun siendo ajenas al sistema, modifican las condiciones económicas al interior del mercado.

Por otra parte, desde el punto de vista de la oferta, por ejemplo a través de la diversificación de las fuentes utilizadas, tanto por el origen primario de los recursos como por su localización, también se generan externalidades que tienen en el largo plazo un claro impacto en las condiciones económicas de los sistemas eléctricos.

El desempeño de cada uno de los esquemas de expansión de la red de transmisión eléctrica, no es independiente del tipo de diseño de mercado. Desconocer la estrecha interrelación que existe entre el diseño institucional del mercado y los esquemas de expansión, puede traer aparejado inconsistencias en la macroestructura que imposibiliten el desarrollo del sector eléctrico, fundamentalmente debido a los altos costos de coordinación que pueden originarse.

En consecuencia, en el siguiente trabajo, describiremos las características y efectos que tienen sobre la expansión de la red de transmisión, el nivel y tipo de integración de las compañías que constituyen el mercado y el diseño institucional que determina diversas estructuras para la operación de un sistema eléctrico. Realizaremos, a su vez, un análisis sobre los distintos esquemas de expansión de la red en los mercados eléctricos, haciendo especial hincapié en los de largo plazo y en la vinculación de ellos con el diseño institucional general del mercado eléctrico.

Para ello, también abordaremos el caso argentino, privilegiando la descripción de las transformaciones que han tenido lugar en el sistema de transporte con la implementación del sistema marginalista a partir de la reforma del Estado en la década del '90, y las que se han dado en la última década a partir de una serie de reformas que, impulsadas desde el Estado Nacional han modificado la configuración territorial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), utilizando mecanismos que escapan a la lógica liberal pero que tienen efectos directos sobre el funcionamiento del mercado.

## **2. EL TRANSPORTE ELÉCTRICO EN ARGENTINA**

### ***i. ANTECEDENTES***

Los sistemas de transporte eléctrico modernos aminoran las dificultades y costos para el almacenamiento de energía eléctrica, viabilizan la escisión de la generación de electricidad con su consumo, satisfaciendo los requerimientos de la demanda en tiempo real y definen, a la sazón, el alcance territorial de los mercados eléctricos, permitiendo la interacción entre los sujetos partícipes de los intercambios que se habilitan en su seno.

Para una discusión precisa acerca de los alcances de los distintos esquemas de ampliación de los sistemas de transmisión sobre los mercados eléctricos, las particularidades topológicas de la red de transporte que se analice no son indiferentes frente a las opciones regulatorias.

En este sentido, es indispensable destacar que la configuración de la red de transporte está condicionada por la organización territorial y política del país de que se trate, los procesos históricos en los que se inscribe, y los recursos energéticos que son aprovechados en su ámbito; y en un sentido más laxo, en lo estrictamente vinculado a la regulación del sector eléctrico en general y del transporte en alta tensión en particular.

El aprovechamiento de la energía eléctrica para el cubrimiento de necesidades públicas, domésticas, comerciales e/o industriales, se caracterizó en el mundo occidental e industrializado por el tránsito de una primera etapa signada por la presencia de pequeños centros diseminados de consumo eléctrico, inconexos entre sí y autoabastecidos, donde la oferta de generación y la demanda convivieron en un mismo emplazamiento, a una fase en la que se superaron las restricciones impuestas por las condiciones técnicas y una demanda dispersa con consumos eléctricos mínimos que imposibilitaban amortizar las inversiones necesarias para cubrir grandes distancias entre la generación y la demanda (George, 1952).

La implementación de sistemas eléctricos interconectados permitió diversificar las fuentes energéticas de abastecimiento, soportar variaciones de demanda, mejorar las condiciones de seguridad y calidad y disminuir los costos de provisión de energía mediante el establecimiento de mercados de mayor escala.

En esta sección, nos proponemos realizar una descripción de las características que asumen los aspectos referidos en el caso del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), con el fin de identificar las variables que han intervenido en la creación del ámbito territorial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) procurando desnaturalizar el alcance espacial de su órbita de funcionamiento.

### ***ii. CONFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO Y SUS REDES***

En el caso de nuestro país, la evolución del sistema eléctrico imitó el derrotero del resto de las sociedades modernas. Julio César Molina<sup>1</sup>, identifica el período comprendido entre fines del Siglo XIX y principios de 1940 como la “etapa inicial” que se caracteriza por la prestación del servicio de distribución con generación propia por empresas de capital privado de origen europeo y estadounidense en el marco de un proceso que culmina con la integración

---

<sup>1</sup>Molina, Julio César, “Organización, Crisis y Sustentabilidad”, Ciudad Argentina, Buenos Aires, 2005.

horizontal de empresas regionales englobadas en un puñado de grandes grupos económicos<sup>2</sup>.

A partir de allí, durante las décadas del '40, '50 y '60 se operaron transformaciones profundas en el sector eléctrico que, a través de la implementación de regulación a nivel nacional, redundaron en la transición de una organización privada y descentralizada de la generación y distribución de la energía eléctrica, a un sistema que a través de diversos procesos de estatización y adquisición de empresas se caracterizó por la administración pública de activos eléctricos que se integraron verticalmente a la par de la centralización de las intervenciones en el sector, por parte del Poder Ejecutivo Nacional.

En este sentido, resulta relevante señalar que la implementación de sistemas vastos, integrados y modernos de electrificación, se configuraron en respuesta a las necesidades energéticas surgidas de procesos de industrialización y/o urbanización. Es decir, la demanda de energía eléctrica precede su satisfacción a través de la incorporación de equipamiento eléctrico ad hoc, con excepción de situaciones puntuales<sup>3</sup> (George, 1952).

En Argentina, durante la década del '40, y a través de políticas específicas impulsadas por el gobierno de Perón, tuvo lugar un fuerte proceso de industrialización de la economía nacional y concentración urbana que redundó en el rápido crecimiento de una demanda eléctrica que "...no podía ser satisfecha por los servicios concesionados por municipios y provincias en el interior, con lo que el Estado Nacional decidió desembarcar en un rol empresario del sector eléctrico" (Bastos y Abdala, 1993, pág. 9). Cabe destacar que esa decisión política no se concretó de inmediato pero sí condujo a la paralización de las inversiones, hecho también relacionado con el congelamiento de las tarifas eléctricas en los años finales de la Década de los '40. Desde un punto de vista institucional, este cambio de paradigma estuvo signado por un paquete legal que, a través de la aplicación de un conjunto de normas dictadas por el Poder Ejecutivo Nacional y/o el Congreso de la Nación, apuntaló el diseño de un nuevo esquema para el sector eléctrico. De esta manera, en el año 1943, a través de la Ley N° 13.892 se dio origen a la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado (CEDE) y a la Dirección General de Irrigación del Estado (IDE), las que hacia 1947 serán fusionadas en la Dirección General de Agua y Energía que conservará su condición de organismo autárquico (Vilte Grande, 2000). Ese mismo año, la Provincia de Buenos Aires, a través de la sanción de la Ley N° 5.156 declara de utilidad pública y sujetas a expropiación las instalaciones correspondientes a la generación, distribución y/o transporte de energía eléctrica, y declara la prohibición de extender las concesiones o generar nuevas licencias para agentes privados que pretendan proveer el servicio eléctrico<sup>4</sup>.

Estos dos hechos se constituyeron en el antecedente inmediato para la nueva organización territorial del sector en la Capital Federal y la provincia de Buenos Aires. El servicio eléctrico en la ciudad de Buenos Aires y los partidos circundantes que era brindado por la Compañía Ítalo Argentina de Electricidad (CIAE), la Compañía Argentina de Electricidad (CADE) y la

---

<sup>2</sup>Compañía Argentina de Electricidad (CADE), Compañía Ítalo Argentina de Electricidad (CIAE), Grupo de Empresas Eléctricas Argentinas (ANSEC), Grupo SUDAM y Compañía Suizo Argentina de Electricidad.

<sup>3</sup>El desarrollo eléctrico de Noruega, Suecia o Canadá, por citar algunos ejemplos.

<sup>4</sup>La iniciativa de la provincia de Buenos Aires se nacionalizó a través de la incorporación del mismo principio en la reforma constitucional de 1949: "los servicios públicos pertenecen originariamente al Estado, y bajo ningún concepto podrán ser enajenados o concedidos para su explotación" (Molina, 2005, pág. 40).

Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires Limited (CEP) se unificó y agrupó a través de la fusión de las mencionadas empresas<sup>5</sup> bajo una nueva sociedad, con participación estatal mayoritaria: la empresa de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima (SEGBA), la cual hacia 1961 terminó de ser adquirida por el Estado Nacional. Para ello, fue necesario que a través de la Ley N° 14.772 se declaren de jurisdicción nacional “los servicios públicos de electricidad interconectados” que se prestaban en la Capital Federal y 14 partidos de la provincia de Buenos Aires<sup>6</sup>. Adicionalmente, y como consecuencia de la sanción de la misma Ley, otros 14 partidos<sup>7</sup> quedaron bajo la órbita nacional pero en este caso, la prestación de estos servicios quedará a cargo del Estado Nacional, es decir, Agua y Energía Empresa del Estado (AyE EE).

Sin considerar el contenido político subyacente del rumbo asumido por la autoridad pública, el alcance físico de esta medida también ha sido vinculado a la incapacidad del poder municipal para atender una problemática energética fuertemente concentrada y expandida por fuera de los límites administrativos de la Capital Federal y de cada uno de los partidos de la provincia de Buenos Aires involucrados: “el argumento principal de esta acción se basaba en el hecho técnico de la ramificación progresiva de las redes de distribución a través de los límites geográficos locales, constituyendo de hecho un sistema unitario de generación y distribución” (Bastos y Abdala, 1993, pág. 8).

Paralelamente, en el resto del país, Agua y Energía Eléctrica, y en parte sus antecesoras<sup>8</sup>, se abocaron a la realización de estudios, proyectos, administración y construcción de centrales eléctricas, medios de transmisión, estaciones transformadoras, redes de distribución así como la compra venta de energía. “AyE fue quien instrumentó la política eléctrica del Gobierno Nacional relativa tanto a la infraestructura para aprovechamientos hídricos como para la electricidad, llevó a cabo una creciente interconexión entre los centros urbanos y rurales, lo que se reflejó en un rápido crecimiento de la demanda en el interior” (Vilte Grande, 2000, pág. 18).

La extensión de las áreas sobre las que actuó y la cantidad y diversidad de infraestructura desarrollada, hicieron de Agua y Energía, probablemente, una de las empresas más importantes del país. Pero nuestro principal interés radica en señalar, como destacáramos en el párrafo anterior, su posición de instrumento de estructuración de una política sectorial diseñada desde el Poder Ejecutivo Nacional, que persiguió bajo la premisa del interés público, reorganizar un sistema eléctrico fragmentado y articulado exclusivamente bajo la lógica del capital privado para transformarlo en un sistema integrado que atendiese las necesidades energéticas del modelo industrial de país.

Para Roberto Araujo<sup>9</sup>, “a partir de la creación de la empresa estatal Agua y Energía Eléctrica el 14 de febrero de 1947 y por el Decreto Ley N° 3967/47, se emprende una estrategia que

---

<sup>5</sup>En rigor, la CIAE permaneció prestando servicios en un pequeño sector de la Capital Federal hasta el año 1981 en el que se transfirió a SEGBA.

<sup>6</sup> A saber: Almirante Brown, Avellaneda, Berisso, Brandsen, Cañuelas, Ensenada, Esteban Echeverría, Florencio Varela, Lanús, La Plata, Lomas de Zamora, Magdalena, Quilmes y San Vicente.

<sup>7</sup>A saber: Vicente López, General Las Heras, San Isidro, La Matanza, Tigre, General San Martín, Merlo, Morón, San Fernando, Moreno, Pilar, General Sarmiento, General Rodríguez y Marcos Paz.

<sup>8</sup>Cronológicamente: Dirección Nacional de Energía (DNE), Dirección General CEDE y Dirección General IDE, Dirección General de Agua y Energía y principalmente la Empresa Nacional de Energía (ENDE).

<sup>9</sup>Araujo, Roberto, “Perón y la CADE”, Buenos Aires, Punto de Encuentro, 2009.

tendía a dos objetivos: el primero era constituir un conglomerado empresario único y exclusivo, que impulsando el desarrollo eléctrico en todo el país diera especial preferencia a la energía hidroeléctrica por sobre la termoeléctrica; el segundo era neutralizar el papel de las compañías eléctricas extranjeras que ejercieron hasta 1947 el monopolio de los servicios públicos de electricidad. En este sentido, AyE emprendió una pujante y moderna política de desarrollo eléctrico en todo el territorio nacional, la que no había sido llevada a cabo por las concesionarias privadas del servicio público de electricidad. Así AyE se erigió como una empresa de energía eléctrica y riego de carácter nacional.” (Araujo, 2009, pág. 28)

La incorporación del recurso hidroeléctrico adquiere, a su vez, otra dimensión fundamental a los fines buscados por el presente estudio: mientras que los operadores privados de la “etapa inicial” transformaban localmente recursos energéticos deslocalizados<sup>10</sup> para abastecer una demanda pequeña y aislada, AyE desarrolló estratégicamente el estudio, desarrollo y aprovechamiento de recursos hídricos que debieron ser explotados in situ, reemplazando el transporte de combustible por el de energía eléctrica, para el cual es necesario el desarrollo de la infraestructura de transporte eléctrico correspondiente.

Múltiples factores que exceden el análisis de este trabajo, determinaron que los principales aglomerados y centros industriales del país estuviesen emplazados en sitios pobres desde el punto de vista energético, siendo necesario el abastecimiento de estos recursos a través de la importación desde el exterior del país o desde su interior, a través del tendido de grandes extensiones de redes (gasoductos, oleoductos y electroductos).

Los planes quinquenales del Estado Nacional (1947 – 1951 y 1953 – 1957) impulsados durante los dos primeros gobiernos peronistas planteaban respecto de la energía eléctrica la necesidad de incrementar la potencia instalada de las centrales hidroeléctricas, aumentando en consecuencia, las redes de transporte de energía: “(...) En materia de energía eléctrica, el Plan de Electrificación, que abarca estudios, construcciones e instalaciones en las 14 provincias y 6 territorios nacionales, requiere para su realización total, un plazo mínimo de 15 años (1947 – 1961); contempla, preferentemente, el aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país, con el fin de elevar la potencia hidroeléctrica instalada de 45.000 kw a cerca de 1.400.000kw. Contempla asimismo, el tendido de 4.500 km. de líneas de transmisión que en forma paulatina irán integrando sistemas eléctricos, de proyecciones regionales, primero, y nacionales, más tarde.”<sup>11</sup>

El protagonismo de AyE en los aspectos destacados, fue reconocido y fortalecido, en 1960, con la sanción de la Ley N° 15.336, que estableciera en su Artículo 38 que “el despacho de cargas en la Red Nacional de Interconexión (RNI) y el manejo y funcionamiento de los Sistemas Eléctricos del Estado estarán a cargo de Agua y Energía Eléctrica Empresa del Estado (...)”.

Respecto de la faz financiera de los proyectos llevados adelante por AyE, es importante mencionar que la Ley N° 15.336, estableció la creación del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica financiado en parte por un recargo sobre el precio de venta del kilovatio hora, destinado en su gran mayoría a la realización de estudios, ampliación de centrales y redes de transmisión; canceló la deuda de AyE con el Gobierno Nacional, el Tesoro y demás organismos del Estado Nacional, autorizó la emisión de títulos de deuda y bonos para financiar obras de expansión y creó el Consejo Federal de la Energía Eléctrica con

---

<sup>10</sup>Petróleo y sus derivados, Carbón, etc. Recursos endógenos o foráneos plausibles de ser transportados hacia las usinas.

<sup>11</sup>Plan Quinquenal del Gobierno del Presidente Perón. 1947 – 1951, citado en Araujo (2009).



importantes atribuciones para intervenir en la política eléctrica en general y en el destino de AyE en particular.

En síntesis, a partir de la vigencia de la Ley, se conformó un digesto normativo que organizó la relación entre los actores públicos y privados y entre la jurisdicción nacional y provincial, habilitando la creación de un mercado nacional y dejando como principal protagonista del manejo de las redes de transmisión a la empresa nacional que desde su creación había venido siendo protagonista del diseño de la política eléctrica estatal: AyE.

Hacia el año 1967, la “Red Nacional de Interconexión”, tendría otro gran impulso a través de la creación de Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima (Hidronor S.A.), que tuvo como objetivo la construcción del Complejo El Chocón – Cerros Colorados, con el fin de regular, a través de una serie de aprovechamientos hidroeléctricos y diques compensadores, las crecidas de los ríos Neuquén y Limay, proveer de agua potable a las poblaciones del Alto Valle del Río Negro y abastecer la demanda local y exportar energía, a través de líneas de transmisión en 500 kV., a la región eléctrica Gran Buenos Aires.

El Chocón era un proyecto conocido y estudiado por profesionales de la ingeniería hidráulica y por el Estado Argentino desde antes de los años '30, pero la tecnología de transmisión en alta tensión, no se encontraba en un estadio de desarrollo tal que permitiera traer la energía eléctrica con bajos costos y pérdidas, cosa que sí fue factible a partir de la década de los '60.

Es significativo que, en el mismo período histórico, otros países como Estados Unidos o Chile, sumamente distintos entre sí desde el punto de vista de la organización política, no desarrollaron normativa sobre el transporte eléctrico ni creyeron necesarias las grandes interconexiones, demostrando de esta manera que no es la evolución tecnológica, el marco regulatorio, y las acciones identificadas con necesidades de forma individual, las que conducen a que estos grandes proyectos de interconexión se hayan concretado, sino la combinación de todos estos elementos (Badaraco, 2014. Entrevista). “Este marco normativo y su ideología de aplicación permitieron el desarrollo eléctrico nacional a través del crecimiento de empresas como SEGBA, Hidronor y la misma AyE, además del desarrollo de otras empresas provinciales que formaban parte de la Red Nacional de Interconexión. De esta forma, el Estado Nacional o los Estados Provinciales abastecían a sus jurisdicciones con empresas propias vertical y horizontalmente integradas que luego de fuertes inversiones de capital lograron llevar el suministro eléctrico hasta los lugares más aislados de nuestro territorio. También hubo un gran desarrollo del sector hidroeléctrico, lo que posibilitó el aprovechamiento de importantes fuentes de energía. Con la ayuda de la Red Nacional de Interconexión se racionalizó el consumo energético, y se logró el equilibrio del sistema a través de las órdenes de despacho de las cargas enviadas a los generadores” (Villulla, 2000, pág. 18).

En el caso de Hidronor, fue también el Estado Nacional quien asumió la responsabilidad sobre las erogaciones presupuestarias necesarias para la construcción de las obras a través de la suscripción de un crédito con el Banco Mundial y once potenciales países<sup>12</sup> proveedores de bienes y servicios.

Finalmente, las obras de interconexión en 500 kV. de la región eléctrica Centro, lideradas por el proceso de construcción de la Central Nuclear Embalse y la Hidroeléctrica de Bombeo Río Grande, las correspondientes al Litoral con la cabecera puesta en Salto Grande y gran parte

---

<sup>12</sup>Alemania Occidental, Bélgica, Canadá, España, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Italia, Japón, Suecia y Suiza.

de las realizadas en virtud de la puesta en servicio de Yacyretá, también estuvieron vinculadas a procesos liderados desde el gobierno central.

En síntesis, y a los fines perseguidos por esta sección, que pretende identificar los mecanismos a través de los cuales se desarrollaron las principales obras de transporte eléctrico del país, para poner en perspectiva el esquema a través del cual se expandió el sistema de transporte eléctrico, cabe destacar que la transición de una gestión descentralizada – privada, a una centralizada – estatal (Pírez, 2009) y la construcción de un mercado eléctrico interconectado de alcance nacional, se ha logrado, en nuestro país, con la realización de grandes obras de infraestructura conducidas y financiadas por el Estado Nacional a través de sus empresas, a medida que la tecnología lo iba permitiendo con sus grandes innovaciones en los sistemas de potencia, con el doble propósito mencionado; abastecer la demanda eléctrica de un país en plena expansión industrial y urbana y diversificar las fuentes de abastecimiento de energía.

### *iii.*     **HERENCIAS DEL TERRITORIO AL SISTEMA MARGINALISTA**

De acuerdo a lo descripto anteriormente, la constitución física del SADI acumuló una serie de intervenciones que involucró prima facie la participación de actores públicos y privados dispersos que con posterioridad fueron absorbidos por el Estado Nacional a través de un proceso que tendió a la concentración, verticalización e integración de los sistemas eléctricos, consolidando un esquema unificado que permitió definir un mercado eléctrico de alcance nacional.

En virtud de los documentos citados, puede afirmarse que la expansión del sistema de transporte eléctrico se propició a lo largo de la historia eléctrica del país con el objeto de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica bajo dos premisas: aumentar el alcance espacial del aprovechamiento de recursos a fin de diversificar las fuentes energéticas (por localización y origen primario) plausibles de ser explotadas eléctricamente, procurando reducir la salida de divisas del país en la adquisición de recursos energéticos provenientes del exterior y, por otro lado, disminuir los costos y precios de la energía facturada a los usuarios, por vía de la mejora en las condiciones de seguridad y calidad, las variaciones interregionales de la demanda, la integración de los mercados y el aumento del tamaño total del sistema eléctrico.

Si bien es innegable que la presencia del estado en el sector eléctrico no puede caracterizarse por su homogeneidad a lo largo del Siglo XX, y ha perseguido sin dudas objetivos políticos disímiles, cabe destacar que a través de diferentes acciones tanto los gobiernos peronistas como los desarrollistas o los radicales, los gobiernos de facto o los democráticos tuvieron en común hasta la reforma del sector eléctrico en la década del '90, una constante preocupación por el impulso a la diversificación de las fuentes de abastecimiento energético y en consecuencia la necesidad de mejorar los sistemas de transporte en alta tensión.

Las citas realizadas a los Planes Quinquenales 1947 – 1951 y 1953 – 1957, en el apartado anterior, son, en este sentido, reveladoras. Incluso Bastos y Abdala, en referencia a la creación de AyE, indican que “la presencia estatal como empresario en el sector surge principalmente de la necesidad de impulsar el desarrollo mediante el aprovechamiento hidráulico” (Bastos y Abdala, 1999, pág. 10). Como menciona Bouille: “las fuentes de abastecimiento primario en la producción de electricidad en la Argentina se han ido

diversificando a lo largo de los años, sobre todo a partir de la década del '70, cuando se ponen en marcha proyectos de producción de energía hidroeléctrica (El Chocón, Salto Grande) y la central nuclear Atucha I. La política energética promovió la utilización eficiente de los recursos energéticos, atendiendo a la disponibilidad relativa de los mismos. Se planteó la “sustitución del uso del petróleo (comparativamente más escaso)<sup>13</sup>, por fuentes renovables (hidroelectricidad) o por fuentes agotables más abundantes (gas natural, uranio).” (Bouille, 1999, Pág. 8). A su vez, durante el gobierno de Raúl Alfonsín, tuvo lugar una gran cantidad de incorporaciones de Regiones Eléctricas al SIN<sup>14</sup>.

Los principales aprovechamientos hidroeléctricos del país, que dan cuenta del origen de un poco más del 30% de la energía eléctrica consumida actualmente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), han requerido a lo largo de su desarrollo una activa participación de distintos organismos del Estado, desde la prospección del recurso hasta la realización de estudios hidrológicos, geológicos, topográficos, geofísicos y ambientales hasta el desarrollo de la ingeniería de cada proyecto. A su vez, eventualmente han sido necesarios acuerdos institucionales en relación a las jurisdicciones involucradas tanto de orden subnacional como internacional.

En este sentido, los antecedentes de la mayor instalación hidroeléctrica del país, el Complejo El Chocón – Cerros Colorados<sup>15</sup>, que incluyó la instalación de 3 líneas de 500 kV de 1.300 km. con el fin de exportar energía desde el Comahue al Gran Buenos Aires, se remontan a los trabajos prospectivos realizados por AyE en la década del '50. Todos los estudios y la ingeniería del proyecto fueron desarrollados por la mencionada empresa, a pesar de que para lograr su financiamiento se ejecutó la obra a través de Hidronor S.A., empresa creada ad hoc en 1967. La totalidad de las obras se finalizaron en la década del '80, con lo cual, habrían de pasar 30 años de gestión pública para la instalación de dicho emprendimiento.

Más años aún tuvieron que transcurrir para que la Central Hidroeléctrica de Salto Grande se convierta en realidad, desde las primeras propuestas de fines del siglo XIX, pasando por la firma de convenios con la República Oriental del Uruguay que permitieron el inicio de los estudios y las mediciones, hasta la firma del Convenio Binacional por el cual se creó, a fines de 1946 la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, que hasta el día de hoy administra el complejo binacional; su construcción y la habilitación total de las obras demandarían 9 años, de 1974 hasta 1983.

La evacuación de la energía generada por sus 1.890 MW de potencia implicó la construcción entre 1977 y 1982 de una red de transmisión en 500 kV; en total se construyeron 4 subestaciones y 1.300 km. de líneas encargadas de transportar la electricidad hasta los centros de consumo en Argentina y Uruguay. ([www.saltogrande.org](http://www.saltogrande.org)).

Otra de las grandes centrales hidroeléctricas que requirió la realización de acuerdos internacionales es la de Yacyretá, que explotan Argentina y Paraguay en conjunto aprovechando el recurso hídrico de la cuenca alta del Paraná.

---

<sup>13</sup> El combustible no era solamente más escaso sino que, hasta que se concretó por primera vez, hace 50 años el autoabastecimiento energético, era importado.

<sup>14</sup> Cuyo en 1985, Noreste en 1985 y Noroeste en 1987. (Bastos y Abdala, 1993) y Página 70 IDEE 1991

<sup>15</sup> Incluye las Centrales Hidroeléctricas El Chocón, Alicura, Piedra del Águila, Planicie Banderita, Pichi Picún Leufú y Arroyito, las cuales suman una potencia total más de 4.500 MW.

Si bien los antecedentes de este aprovechamiento se remontan a principios del Siglo XX<sup>16</sup>; en 1958 los gobiernos de Argentina y Paraguay celebran el convenio para la realización de estudios técnicos tendientes a obtener energía eléctrica del Río Paraná, suscribiendo en 1973 el Tratado de Yacyretá que creó la Entidad Bilateral Yacyretá compuesta en partes iguales por AyE (sucedida en este aspecto por Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. – EBISA) y la Administración Nacional de Energía del Paraguay (ANDE).

La construcción de la represa, recién se iniciaría en 1983 y será inaugurada con restricciones de cota a mediados de 1990. Más adelante, durante la gestión de Néstor Kirchner la elevación hasta su cota de diseño será incorporada al Plan Energético Nacional, la que ya ha sido alcanzada en 2011.

Asimismo, el aprovechamiento de la energía nuclear, implicó recorrer un largo camino desde la creación de la Comisión Nacional de Energía Atómica, en la década del '40, la exploración y explotación del mineral de uranio, su enriquecimiento, la producción de agua pesada y la inversión continua en la formación de recursos humanos, en todos los casos con el Estado Nacional como exclusivo promotor.

En conclusión, la implementación de un sistema con un operador centralizado y empresas nacionales integradas verticalmente ha tenido una importancia manifiesta sobre la expansión del mercado eléctrico a través de la ampliación de su territorio, al tiempo que, este proceso se ha llevado adelante incorporando nuevas fuentes de generación, tanto en lo que respecta a las tecnologías utilizadas como a los emplazamientos agregados al mercado nacional, generando beneficios sobre la confiabilidad del sistema y sus costos en el largo plazo. Las reformas estructurales que tendrán lugar a partir de la sanción de la Ley N° 24.065, operaron sobre la base de un mercado nacional ya consolidado desde el punto de vista de su alcance territorial, y de la matriz eléctrica heredada.

---

<sup>16</sup>Protocolo Argentino – Paraguayo relativo a la utilización de los Saltos del Apipé, firmado en la ciudad de Washington en febrero de 1926.

### **3. EL TRANSPORTE ELÉCTRICO Y LOS MECANISMOS DE MERCADO**

#### ***i. ASPECTOS GENERALES***

Hasta la denominada Reforma del Estado, el sistema eléctrico argentino compartía muchas características de lo que se denomina comúnmente monopolio integrado. Sistemas constituidos por una única compañía vertical y horizontalmente integrada, propietaria de los activos de generación, transporte y, en su caso, de distribución, que al mismo tiempo es responsable de su correcto funcionamiento y/o del despacho eléctrico.

Estos monopolios integrados, pueden ser de carácter público o privado, en cuyo caso suelen estar fuertemente regulados. Habitualmente tienen “obligación de suministro” a consumidores cautivos que no tienen posibilidad de elección.

Históricamente, el modelo de monopolio en sus distintas variantes ha sido el comúnmente adoptado en todo el mundo, a raíz de la rápida industrialización que hacía necesarias infraestructuras eléctricas de gran escala sólo realizables por importantes compañías, tal como hemos visto para el caso de nuestro país.

En las primeras etapas de desarrollo de la infraestructura eléctrica, era fácil comprender que las actividades de generación, transporte y distribución, íntimamente relacionadas entre sí, podían ser realizadas más eficientemente desde una estructura de monopolio. Además, esto permitía la construcción de grandes centrales de generación y redes de transporte, en una época en la que las economías de escala eran de gran importancia en el sector.

Hemos visto en detalle cómo en nuestro país, esta etapa de empresas nacionales verticalmente integradas ha sido determinante para la expansión del mercado eléctrico, incorporando nuevas fuentes de generación, nuevas tecnologías y generando beneficios sobre la confiabilidad del sistema y sus costos en el largo plazo.

Pero no puede desconocerse por ejemplo, el grado de deterioro técnico y los graves problemas de financiamiento que tuvo el sector eléctrico argentino a mediados de la década del '80.

Las ineficiencias del modelo monopolístico verticalmente integrado comenzaron a manifestarse alrededor del mundo en sectores eléctricos de cierta extensión y relativamente maduros. Se hizo cada vez más notable la falta de incentivos para la mejora del servicio y la reducción de costos. Bajo esta estructura monopolística, la empresa, ya sea pública o privada, no corría ningún riesgo de perder clientes y sus costos, sean cuales fueran, siempre eran trasladados al usuario final, por lo que los incentivos no eran adecuados.

A partir de la década del '70 y de la difusión de los principios de la Escuela de Chicago, de orientación monetarista y neoclásica, el funcionamiento de los monopolios energéticos comenzó a cuestionarse, proponiéndose reformas profundas caracterizadas por un fenomenal proceso de liberalización de los mercados y privatización de las empresas de servicios públicos (agua, comunicaciones, electricidad, combustibles, transporte, etc.). Wilson dirá que se opera la sustitución de una fuerte regulación de los monopolios verticalmente integrados por una leve regulación sobre empresas especializadas que actúan en mercados competitivos (Wilson R., 2001).

El comienzo de los cambios que hoy presenciamos es resultado de la introducción de competencia y libre acceso a nuevos generadores en Estados Unidos en 1978, a partir de la denominada Purpa Law, cuyo principal objetivo fue reducir los costos de generación que superaban el 60% de los costos finales pagados por los consumidores.

Más allá de lo estrictamente vinculado a la teoría económica, el cambio de paradigma también fue posible gracias a un cambio tecnológico que permitió reducir (parcialmente) las economías de escala de determinados sectores, haciendo factible la introducción de competencia y poniendo en jaque la estructura de monopolios integrados que predominaba en la mayoría de los países.

Con los avances tecnológicos, especialmente en la generación de electricidad en la forma de ciclos combinados y en los sistemas informáticos utilizados para medir y despachar la potencia, la importancia de las economías de escala ha disminuido.

Las reformas en el sector de la energía eléctrica han involucrado varias cuestiones: la "separación" vertical que escinde la industria en la generación, transmisión y distribución; la privatización, posibilitando la competencia; y el establecimiento de organismos reguladores "independientes" (Newbery, 1999; Parker, 2003).

El desafío aún está en poder diseñar un marco regulatorio adecuado que permita alocar los riesgos propios del mercado eléctrico de una manera eficiente entre los distintos participantes. Muchas regulaciones de desintegración vertical e introducción de competencia y libre acceso se han retrotraído por las vagas legislaciones que se han implementado en muchos mercados para optimizar la asignación de recursos a través de mecanismos de mercado de corto plazo. La crisis de California del 2000-2001 fue un claro ejemplo de la importancia de instrumentar una legislación que acompañe el cambio tecnológico y permita a los agentes obtener niveles de cobertura razonables ante las fluctuaciones propias de la oferta y la demanda. Los límites en la infraestructura de transporte en ese Estado llevaron al límite de capacidad -y a niveles mínimo de reserva- de las centrales térmicas ante la falta de generación hidroeléctrica. Esto disparó los precios marginales del mercado eléctrico, generando una fuerte pérdida económica y financiera en las empresas de servicios de distribución, que estaban imposibilitadas de suscribir contratos de largo plazo. Wilson R. señala que otra de las fallas más significativas fue haber fijado precios máximos a los consumidores, lo que eliminó los incentivos a disminuir la demanda. Una de las lecciones más importantes de la crisis de California según el autor es que la liberalización de los mercados debe posponerse hasta tanto exista una amplia capacidad de generación y transporte, de manera tal de contar con una capacidad excedente en la transición hasta tanto los inversores confíen en el nuevo marco institucional propuesto. La reestructuración de California se llevó a cabo cuando los márgenes de reserva eran mínimos, con alta dependencia en las importaciones, lo que parecía muy riesgoso (Wilson R., 2001).

Aún con características particulares, Argentina no escapó del proceso de privatización de centrales eléctricas que ha tenido lugar en los países desarrollados y en varias economías periféricas. La propuesta de reforma operada a partir de la presidencia de Carlos Menem también incluyó el anclaje del tipo de cambio a través de la Ley de Convertibilidad<sup>17</sup>, la liberalización económica y financiera, la privatización de empresas públicas de todo tipo y la desregulación de los mercados. Es decir, un paquete de medidas que aunque excedieron el sector eléctrico fueron implementadas como marco económico general y contribuyeron a la profunda reforma del sector eléctrico.

En síntesis, la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado, y la Ley 24.065 de Régimen General de la Energía Eléctrica, promovieron:

- La introducción y promoción de competencia y mecanismos de mercado en todas las

---

<sup>17</sup>Ley N° 23.928

actividades donde esto sea posible.

- La creación de condiciones y regulaciones transparentes que faciliten la concurrencia de productores y consumidores generando precios que transmitan señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.
- Separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función de definición de políticas y regulación de incentivos.
- Descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
- Incorporación del sector privado en condiciones de riesgo.

## **ii. SISTEMA DE COMPRADOR ÚNICO**

Pero no todos los países han tenido la misma transición que la Argentina, la cual pasó de un esquema con operador centralizado y empresas nacionales y subnacionales integradas, a un sistema puramente de mercado.

Uno de los sistemas híbridos que se ha popularizado en varios países es el de monopsonio o esquema de “comprador único”. Este modelo puede ser considerado como un primer paso hacia la liberalización (Hunt & Shuttleworth, 1996). Un único comprador, típicamente la empresa eléctrica local, realiza las compras de energía a las centrales disponibles, de forma que sólo existe competencia en generación. En este marco aún coexisten una o varias compañías verticalmente integradas pero se permite la competencia de generadores independientes (Independent Power Producers, IPPs) con el objetivo de atraer inversiones. El agente comprador actúa como un monopolio en las actividades de transporte y distribución, permaneciendo cautivos los consumidores finales. Este esquema permite la entrada de nuevos agentes con capacidad de inversión y se mantiene el concepto de “obligación de suministro” del monopolio, dado que los consumidores siguen siendo cautivos.

En la práctica, cada generador independiente puede firmar contratos a largo plazo que estén indexados a los costos marginales de generación, lo cual no da incentivos a los generadores para reducir sus costos, ya que el riesgo de mercado y tecnológico es trasladado a los consumidores cautivos a través del comprador único.

En los esquemas implementados con los procesos de liberalización total del mercado, se introdujo la competencia tanto en generación como en comercialización a consumidores finales, que siguen, no obstante, permaneciendo cautivos. Las empresas generadoras compiten entre ellas y con posibles nuevos entrantes por producir la energía necesaria. Las comercializadoras a consumidores cautivos (habitualmente las distribuidoras tradicionales) mantienen el carácter de monopolio local, pero ahora pueden comprar libremente a los generadores.

En este modelo, los riesgos de mercado y tecnológicos son ahora soportados por los generadores, que tienen libre acceso a la red. Sin embargo, dado que los consumidores finales son todavía cautivos, este modelo es sólo un modelo transitorio hasta la competencia total. Un desarrollo más profundo del modelo de competencia debería obligar a establecer contratos de largo plazo entre distribuidores y generadores y con varios años de anticipación para evitar los costos de un posible autoabastecimiento. De acuerdo a lo señalado por

Badaraco<sup>18</sup>, las nuevas regulaciones del Gobierno de Chile a partir del 2005, obligaron a los distribuidores a “contratar la totalidad de la demanda a largo plazo y con varios años de anticipación, para evitar los costos asociados a un potencial desabastecimiento, manteniendo así la competencia en el ámbito de la generación, pero comprendiendo que la misma sólo puede tener resultados eficientes en condiciones contractuales de largo plazo, porque este mercado es muy intensivo en capital y requiere excedentes de capacidad de elevado costo para asegurar el abastecimiento durante períodos de máxima demanda y oferta parcialmente indisponible” (Badaraco, 2008, pág. 4).

### **iii. DEBATE ACTUAL SOBRE LOS PROCESOS DE MERCADO**

Desde la teoría económica actual, la generación de energía eléctrica es considerada como un área en la que la competencia puede funcionar, pero la transmisión y distribución se entienden como monopolios naturales. Sin embargo, no existe una organización estándar de los mercados eléctricos a nivel mundial. Cada país se apoya en una estructura de regulación y gestión del mercado diferente, moldeada por su propia historia, sus recursos y las decisiones de política económica y sectorial.

Una manera de ponderar la diversidad en la que se organizan los actuales mercados eléctricos, se centra en evaluar el grado de confianza en los procesos de mercado en comparación con la administración centralizada (Wilson, 2001). Aunque no existan formas puras, sino más bien sistemas que otorgan mayor o menor relevancia al Operador del Sistema, podemos identificar dos formas de mercado dominantes: el Sistema Integrado y el Sistema Descentralizado.

Un extremo estará representado por las organizaciones que le asignan una gran autoridad al Operador (Sistema Integrado), con el objetivo de capturar las ventajas de una fuerte coordinación del sistema, propias de la integración vertical y el otro por una forma de organización mucho más descentralizada que tendrá por objeto apropiarse de las ventajas de la competencia de mercado (Sistema Descentralizado).

Los sistemas integrados replican hasta cierto punto las operaciones de las empresas verticalmente integradas. El objetivo es minimizar una medida del costo de abastecer la demanda, sujeto a restricciones de capacidad de transmisión y limitaciones operativas de cada agente. De esta manera, se busca fortalecer la viabilidad física y garantizar la coordinación de todos los aspectos de la energía, el transporte y las reservas.

En general, los precios son fijados sólo en los límites externos de un sistema integrado. Por ejemplo, los llamados precios nodales fijan un precio para la inyección de energía en cada nodo, por lo que el precio de la transferencia de energía entre dos puntos –la diferencia entre los precios en estos puntos– refleja el precio sombra sobre todos los recursos afectados por la transferencia.

En un diseño integrado típico, los aspectos económicos claves son:

- Optimización de toda la generación neta de los acuerdos bilaterales, transmisión y reservas. Los programas resultantes son planes indicativos, ya que se reprograman en un plazo de tiempo más corto y en tiempo real.
- Precios basados en los costos de oportunidad para todo el sistema, medido por los

---

<sup>18</sup> Badaraco, 2008.



precios sombra de las restricciones del sistema, tales como la igualdad de la oferta y demanda de energía en tiempo real, y los límites en la capacidad de transmisión.

Como mencionamos, en el otro extremo se encuentra una forma de organización mucho más descentralizada, donde el Operador, más allá de la administración del sistema de transmisión, simplemente facilita al sector privado ciertos instrumentos para lograr la asignación eficiente de recursos, subastando, por ejemplo, derechos de transmisión para disminuir los costos de congestión.

El Operador del Sistema asegura la viabilidad de la operación diaria, pero cada agente de mercado tiene la facultad para desarrollar su propia operación para cumplir con las obligaciones contraídas en los diferentes mercados. Asimismo, el Operador realiza subastas para adquirir capacidad de reserva, pero cada participante conserva opciones de proveerse por sí mismo o contratar a otros los recursos que le permitan cumplir con su obligación de reserva. La separación de los mercados de derechos de transmisión, de energía, y reserva dificulta la coordinación, pero refleja la prioridad asignada a la optimización a través del juego de los mercados privados.

Los sistemas descentralizados se basan en una serie de mercados a futuro para la energía, la transmisión y reservas, cada uno por separado. Cada precio vacía su propio mercado, y cada agente programa sus operaciones para cumplir con sus compromisos de compra y/o venta.

Contrariamente, en la mayoría de los sistemas integrados se utiliza un formato de ofertas en el que cada generador especifica su costo fijo de arranque, su costo mínimo de funcionamiento y sus costos marginales horarios. Estos tres componentes se tienen en cuenta en el problema de optimización de las fuentes de generación. El argumento básico para la integración es que la optimización integral del sistema es necesaria para reducir al mínimo los costos totales de garantizar la confiabilidad y lograr la coordinación de la generación, la transmisión y las reservas para satisfacer la demanda prevista. Aunque el Operador del Sistema se maneja en una escala de tiempo más corta, su papel es muy similar al esquema de "comprador único" utilizado en los países cuyas empresas públicas compran a las empresas privadas a través de contratos a largo plazo. En términos económicos, la ventaja radica en que los precios fijados reflejan con mayor precisión los costos de oportunidad de todo el sistema. El objetivo se reduce entonces a buscar la mejor solución posible al problema de minimizar el costo total de atender la demanda.

El problema de este esquema radica en que los incentivos de los agentes son tales que los costos revelados al Operador sólo reflejan los costos reales cuando existe un contexto de alta competencia, mientras que cuando la competencia es débil, los costos declarados tenderán a sobreestimarse.

En la práctica, aunque la eficiencia productiva es su justificación, los sistemas integrados conviven con varias ineficiencias. En primer lugar, la optimización se basa en modelos sumamente imperfectos en cuanto a la representatividad de las características del funcionamiento de los generadores. Es un modelo estático que poco tiene en cuenta las contingencias. Los procedimientos de liquidación ignoran los efectos sobre los incentivos. Se coloca una excesiva confianza en directivas, sanciones y penalidades cuando por lo general la penalidad óptima de las desviaciones es cobrar o pagar el precio spot. El precio es especialmente vulnerable a los efectos de los incentivos. Esta deficiencia es una de varias que sugieren un paralelismo con los mercados incompletos.

Esta cuestión es importante teniendo en cuenta que los mercados descentralizados se han juzgado sumamente deficientes debido a que son incompletos y de difícil coordinación, pero

esta deficiencia no suele reconocerse en mercados integrados, donde la práctica indica que los modelos de optimización son increíblemente elaborados en términos de ingeniería de detalle, pero carecen de varias características económicas que son importantes en términos de sus potenciales efectos sobre el resultado global, ignorando casi por completo los esquemas de incentivos que determinan el comportamiento de los agentes económicos

Si bien los mercados descentralizados son, en principio, capaces de lograr una optimización equivalente a la de los sistemas integrados, la dificultad reside en la coordinación de los mercados de energía, transmisión y reservas, debido a que estos mercados operan de manera independiente. El generador debe realizar sus ofertas desconociendo los precios de transmisión y de las reservas. Muchos economistas sostienen que estos problemas no son serios en términos de eficiencia, dado que las operaciones se repiten a diario con los mismos participantes y con baja incertidumbre, con lo cual es posible que los oferentes en un mercado a futuro puedan anticipar los precios en mercados subsecuentes.

Una manera de obtener una perspectiva global del contraste entre los sistemas integrados y descentralizados es reconocer que, bajo condiciones de competencia e información perfecta, ambos sistemas podrían obtener el mismo resultado. A medida que nos apartamos de estas condiciones, los diseños empiezan a diferir en cuanto a sus resultados (Wilson, 2001).

En los diseños integrados los agentes emplean al Operador del Sistema como el administrador exclusivo de todos los mercados multilaterales (futuros y spot) de energía y transmisión. El propósito es capitalizar los beneficios de una mayor coordinación en las operaciones diarias, y lograr una mayor confiabilidad de la red. Los problemas surgen cuando se analizan los incentivos de los participantes a cooperar. Las manipulaciones de los agentes con poder de mercado generan inconvenientes para alcanzar una solución de tipo "first best", y la fijación de reglas de precios y cantidades son demasiado complejas como para ser prácticas, mientras que la imposición de multas y penalidades se alejan de la medida de precios que reflejan los verdaderos costos marginales de los desvíos. Estas cuestiones sugieren que los diseños integrados son más efectivos cuando existe una fuerte competencia.

En los diseños descentralizados se parte de la premisa opuesta de que la participación de los agentes es voluntaria, sin relaciones de largo plazo más que una tarifa general aprobada por el regulador. Se reconoce la necesidad de un Operador con autoridad exclusiva para administrar el bien público representado por el sistema de transmisión, no obstante, su autoridad está muy limitada. El motivo por el cual se la limita es para permitir precios de la energía y la transmisión de mercados. Esta limitación en el alcance del Operador puede perjudicar la eficiencia si los mercados a futuro son imperfectos.

En conclusión, la integración pareciera ser más atractiva cuando existe fuerte competencia para sostener los incentivos de los agentes y la optimización es lo suficientemente precisa como para imitar los mercados completos. Del mismo modo, los diseños descentralizados son más atractivos cuando los mercados son competitivos y las oportunidades de comercialización son lo suficientemente ricas como para aproximarse a mercados completos.

#### ***iv. EL ROL DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN NUESTRO PAÍS***

En nuestro país, la mencionada "Reforma" del sector promovió la desintegración vertical de la actividad, y declaró como servicio público al transporte y distribución de energía eléctrica, otorgando concesiones monopólicas a la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transener S.A.) para la operación de la red de transporte en tensiones iguales o

mayores a 220 kV. y a las empresas de transporte por distribución troncal (DISTROs) para la operación de redes con tensiones iguales o superiores a 132 kV<sup>19</sup>.

En términos espaciales, el Sistema se organizó a través de la institucionalización de regiones eléctricas heredadas de la organización de AyE. Con excepción del Sistema Interconectado Patagónico, el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) quedaría integrado institucional y espacialmente por grandes hubs de distribución regional en 132 kV, conectados a una red en 500 kV. con fuerte sesgo radial hacia el Gran Buenos Aires.

Así, el alcance del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) quedó definido por las dimensiones del SADI, que se había configurado a través de lógicas distintas, sobre las que el nuevo esquema de mercado se posicionó. Sus redes se establecerán como el lugar físico donde se desarrollen las transacciones del MEM, permitiendo la competencia entre los generadores desregulados y diferenciando precios de la energía en función de su localización.

En este tipo de esquemas, el alcance del sistema de transporte es crucial para minimizar el poder de mercado porque unifica zonas de competencia induciendo a una operación más eficiente, evitando el despacho de generación no económica por restricciones en la capacidad de transporte. Por el contrario, cuando hay congestión entre distintas áreas, el precio de la energía no refleja el costo marginal mínimo de todas las áreas y, por ende, obliga a despachar generación no económica. Esta situación obliga a aplicar diversos precios locales en los distintos nodos para equilibrar la oferta y la demanda, generando varios mercados.

En situaciones de congestión, la diferencia de precios en los distintos nodos genera una renta de congestión o ingreso marginal que, consecuentemente, disminuye el ingreso percibido por los generadores situados en áreas exportadoras y, por el contrario, incrementa el precio pagado por los usuarios en áreas importadoras: son los denominados “precios locales”.

La región eléctrica del Comahue, ha sido el caso emblemático de la sanción de precios locales por la congestión del corredor Comahue – Buenos Aires, a la que ha contribuido la “actitud” de inversores de la industria del gas, que construyeron centrales en la boca de sus yacimientos de pozo, actuando como “Free Riders” con respecto a la capacidad de transporte excedente.

Tanto en nuestro país como en los que adoptaron esquemas similares, la iniciativa de expansión de la red ha quedado en cabeza de los usuarios del sistema de transmisión, particularmente los generadores que en áreas exportadoras con congestión sufrirán una disminución de sus ingresos por la sanción de precios locales por debajo de los precios marginales del sistema. Puntualmente, se diseñaron algunos mecanismos regulatorios en base al sistema de precios marginales para concretar ampliaciones que permitan equilibrar espacialmente la oferta con la demanda. Se previeron tres modalidades para la ampliación de la capacidad existente: las ampliaciones a la capacidad de transporte por contratos entre partes, las ampliaciones por concurso público y las ampliaciones menores (Barreiro, 2002).

En el primer caso, los contratos entre partes (Contratos COM – Construcción, Operación y Mantenimiento) tienen lugar cuando un Agente o más del MEM le requieren al transportista titular de la concesión de la que se trate, una ampliación en la capacidad de transporte del sistema para mejorar algún aspecto de su vinculación con el SADI. Previa obtención del “certificado de conveniencia y necesidad pública” emitido por el Ente Nacional Regulador de

---

<sup>19</sup>Transnoa S.A., Distrocuyo S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Transcomahue S.A. y Transba S.A.

la Electricidad (ENRE), los interesados afrontan los gastos correspondientes remunerándolos conforme al régimen vigente.

La segunda opción consiste en que un Agente o un grupo de Agentes, presente una solicitud ante la Transportista que sea titular del sistema de transporte del que se trate, con el fin de ampliar la capacidad existente a través de un concurso público. En este caso, se aplica la metodología de "Áreas de Influencia" y se determina quiénes son los agentes que serán beneficiados por la ampliación, requiriéndose que el solicitante participe con un porcentaje igual o mayor al 30% de los beneficios que se producirían en dicha área.

Los agentes beneficiados son identificados a través de un estudio técnico solicitado por la Transportista a CAMMESA, que como resultado determina la proporción en que cada uno debe participar del prorrateo de los costos de amortización, siendo finalmente el ENRE, quien luego de un proceso de consultas públicas, aprueba o rechaza la solicitud, otorgando o desestimando el correspondiente "certificado de conveniencia y necesidad pública" para llevar adelante el concurso.

Una tercera opción es que cada Transportista pueda llevar adelante las denominadas ampliaciones menores, correspondientes a expansiones cuyo costo no supere los límites establecidos en "Los Procedimientos"<sup>20</sup>. La amortización de las obras puede en este caso pactarse con los usuarios directamente o establecerse a través de la definición que adopte el ENRE respecto de las proporciones en que cada usuario deberá contribuir.

Las modalidades de expansión también permitieron la utilización de los recursos acumulados como resultado de la aplicación de precios locales, la renta de congestión depositada en las denominadas cuentas SALEX.

De todos modos, tal como revela la experiencia internacional, por diversas razones la aplicación de los precios nodales como señal para el desarrollo de la red de transmisión sólo permite recuperar una fracción menor de los costos totales (alrededor del 15% al 25%). Algunas de estas fuentes de déficit surgen por las fuertes economías de escala, restricciones de confiabilidad, errores de planificación, entre otras razones.

Si bien los agentes del mercado están dispuestos a pagar un determinado valor adicional por una mayor confiabilidad del sistema, no están dispuestos a revelar sus preferencias y, por otro lado, es técnicamente difícil determinar los beneficiarios de una ampliación. Con lo cual, las limitaciones del sistema de precios marginales son enormes.

Por otra parte, y más allá del menú de mecanismos de ampliación de la red, a través del llamado "acceso a la capacidad existente", las nuevas ofertas o demandas del SADI, pueden incorporarse al MEM a través del cumplimiento a una serie de requerimientos técnicos. Siempre que no le genere sobrecostos al sistema, los agentes tienen el derecho de acceder al SADI a pesar de las consecuencias económicas que esto pueda traer a otros agentes del sistema; esto se deriva del concepto de "open access".

De esta manera, la incorporación del Agente del MEM de que se trate se realiza a su propio costo, cediéndose luego a las transportistas troncales o en alta tensión, las instalaciones que se hayan construido con el fin de concretar su conexión, pasando la nueva infraestructura eléctrica a formar parte del servicio público.

---

<sup>20</sup> "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios"; [www.cammesa.com.ar](http://www.cammesa.com.ar)

Finalmente, la nueva regulación habilitó la figura de Transportista Independiente, las cuales operan como una entidad comercial independiente, pero bajo la órbita de una transportista por distribución troncal, o en alta tensión, sin adquirir condición de agente del MEM. De esta forma, conviven sistemas de transporte operados por terceros bajo una licencia técnica de una transportista por distribución troncal o en alta tensión, habilitada para operar en el sistema.

#### **a. IMPACTOS EN EL SADI DEL ESQUEMA ADOPTADO**

Si bien en las secciones anteriores se han demostrado las dificultades que registra el uso de las señales marginalistas, en un esquema de mercado, para la expansión de las redes de transmisión, desde un punto de vista teórico, cabe preguntarse: ¿cómo ha evolucionado física y espacialmente el SADI a partir de la Reforma y cómo lo han hecho los mecanismos regulatorios propuestos para la ampliación del sistema de transporte en alta tensión?

Cabe decir, que una década después de las privatizaciones en el sector, se verificó un incremento de casi el 75% en la capacidad instalada de generación eléctrica y hasta un 50% en la capacidad de distribución. Pero la evolución del sistema de transporte, tal como se desprende del Cuadro N° 1, alcanzó aproximadamente un 30%<sup>21</sup>,

Lo más significativo es que dicha expansión en el sistema de transporte es explicada, prácticamente en su totalidad, por dos hechos: las obras correspondientes a la evacuación de la energía producida por Yacyretá, inaugurada parcialmente a mediados de los 90' y la cuarta línea Comahue – Buenos Aires, que se puso en operación en 1999.

En el primer caso, la privatización de la vinculación eléctrica de Yacyretá, devino en licitaciones para la construcción de los 280 km. que ejecutaría YACYLEC y los 591 km. que serán construidos por LITSA, ambas transportistas independientes que conectaron en 500 kV la ET Rincón Santa María con Resistencia y con Salto Grande, respectivamente.

Este es un caso singular, ya que la construcción de esta central hidroeléctrica, discutida a lo largo de décadas, se inició más de diez años antes de resolver su conexión al sistema. Es decir, la decisión de incorporarla y su ubicación respondió a una lógica distinta a la del esquema de mercado que imperaba una vez que se finalizaron las obras. Tuvo una suerte de carácter inercial, al estar signada por decisiones tomadas en décadas anteriores. En síntesis, esta ampliación del sistema no es atribuible a los mecanismos de mercado diseñados para la expansión del sistema.

Por otra parte, el caso de la cuarta línea del Comahue, fue el más representativo de las dificultades que planteaba el marco regulatorio para llevar adelante ampliaciones de magnitud en el SADI, a partir de la incorporación de los mecanismos descritos en el capítulo 3.iv.

En efecto, ya en la década del '80 HIDRONOR había identificado la necesidad de realizarla para abastecer la demanda del Gran Buenos Aires y evacuar la generación hidroeléctrica de la región Comahue (Informe Anual ENRE, 1999). Luego de las privatizaciones, hacia 1994 y con el fin de aumentar la potencia transmitida, mejorar los niveles de seguridad y los ingresos por ventas, Hidroeléctrica El Chocón S.A junto con Hidroeléctrica Alicura S.A., ofrecieron un contrato COM para la realización de la cuarta línea de alrededor de 1.300 km. en 500 kV., cumpliendo con el requisito establecido por la normativa, de representar a más del 30% de los beneficiarios.

---

<sup>21</sup>Medida tanto en kilómetros como en potencia de transformación.

Pero el canon anual propuesto por estas dos empresas resultó elevado para más del 50% de los beneficiarios, quienes se opusieron, aplicando su poder de veto, dispuesto por la normativa.

“El rechazo del proyecto fue bastante decepcionante para varias partes. La demanda en Buenos Aires era creciente al igual que la generación en Comahue, además la congestión producida en las líneas existentes era considerable; lo que producía la necesidad de construir una cuarta línea.” (Fierro y Vargas, 2006, pág. 28).

Dos años después, un nuevo grupo de generadores, los cuales representaban al 82% de los beneficiarios, realizaron una nueva propuesta para la construcción de la línea. A principios de 1997, y con mínimos rechazos el ENRE aprobó la expansión y llamó a licitación por concurso público.

Cerrando un extenso capítulo, los 1.292 km de línea en 500 kV. finalmente se concretaron en 1999, en parte gracias a la habilitación para utilizar los fondos de la cuenta SALEX en la construcción de la línea (Fierro y Vargas, 2006).

**Cuadro N° 1**

<i>Extensión de las Líneas del SADI (km)</i>			
<i>Área</i>	<i>1993</i>	<i>2003</i>	<i>2013</i>
Alta Tensión	7.443	9.669	14.326
Distribución Troncal (Total)	9.888	12.509	17.893
- Región Cuyo	1.245	1.245	1.252
- Región Comahue	830	929	1.215
- Región Buenos Aires	4.935	5.987	6.158
- Región NEA	796	1.076	1.538
- Región NOA	2.082	3.272	4.426
- Región Patagonia	2.214	2.365	3.304
<b>TOTAL</b>	<b>17.831</b>	<b>22.178</b>	<b>32.219</b>

**Fuente:** *Elaboración propia en base al Informe Anual CAMMESA, 2012 e Informes Anuales ENRE. La información correspondiente a la Región Patagónica, se estimó de forma indirecta para los años 1993 y 2003.*

En síntesis, y tal como se desprende del Cuadro N° 1, la extensión de líneas en 500 kV. entre 1993 y 2003, sólo se explica por la incorporación de las líneas de vinculación de Yacyretá y por la cuarta línea Comahue – Buenos Aires.

Por lo tanto, el único caso en el que se utilizaron los mecanismos previstos para la expansión del sistema de transporte en 500 kV., no ha demostrado ser eficiente a la hora de generar los incentivos necesarios para que, ante la existencia de una clara congestión de la capacidad de evacuación de uno de los principales corredores eléctricos del país, se realicen obras de transporte eléctrico para el beneficio del sistema en su conjunto.

Como señalaba Barreiro en aquél entonces: “[...] se corren riesgos ciertos de colapsos en el suministro eléctrico que, además de sus incalculables consecuencias no sólo dentro del sector sino muy especialmente en la economía general del país, presentaría la paradoja de un país con una razonable capacidad instalada de generación que carece de los medios físicos necesarios para ser evacuada hacia los centros de consumo”. (Barreiro, 2002, pág. 239)

En sintonía con los argumentos que se han expuesto, conviene destacar que existe amplio consenso en la literatura especializada del sector en que el diseño del esquema previsto para las ampliaciones del SADI no generó los incentivos suficientes para que se realicen obras de magnitud que permitan contar con mayores niveles de confiabilidad y seguridad, optimizando a su vez el despacho y permitiendo un alcance mayor del sistema para la incorporación de nuevas fuentes de generación eléctrica y el abastecimiento de nuevas demandas.

En este sentido, también es necesario mencionar que durante los '90, la expansión del sistema eléctrico en Argentina se limitó a la incorporación de ciclos combinados localizados próximos a la demanda, que aprovecharon el muy bajo precio del gas natural. Estos Free Riders térmicos, aprovecharon la capacidad excedente del Sistema, evitando en consecuencia, la realización de inversiones en el sistema de transmisión.

#### ***b. ESQUEMAS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN MERCADOS COMPETITIVOS***

**La dificultad central para determinar un mecanismo uniforme de expansión de la red de transmisión se explica en parte por las características especiales que reúnen los sistemas de transmisión.** En particular, las inversiones en la expansión de la red generan beneficios que no son apropiables individualmente y, asimismo, pueden tener efectos negativos en otros enlaces de la red. Por otro lado, en los esquemas de mercado no es posible definir la capacidad de transmisión en un punto en el tiempo sin la existencia de información completa acerca del uso de la red en ese momento. Los costos de energía y los costos de transmisión no son independientes, ya que se determinan simultáneamente en el mercado spot. Estas complejidades de la red de transmisión han derivado en distintas alternativas de esquemas de regulación de la expansión, que buscan resolver estas dificultades a través de instrumentos específicos siempre bajo el modelo de mercado.

El primero de ellos, consiste en restaurar la viabilidad económica del sistema a través de la subasta de derechos de transmisión. Como hemos mencionado, en un sistema de precios marginalista, la diferencia en los precios nodales define el precio por el uso de la red de transmisión. No obstante, dado que la demanda y la oferta de energía eléctrica varían constantemente, lo mismo sucede con los precios nodales y, por ende, con los ingresos del servicio de transmisión. En consecuencia, esto crea una demanda de instrumentos que les permitan a los agentes cubrirse ante tales variaciones. Un derecho financiero de transmisión (FTR, por su sigla en inglés) de corto plazo es tal instrumento (Rosellón, 2003). La renta de congestión es redistribuida por el Operador del Sistema a los agentes de mercado a través de los FTRs.

Bajo un esquema de Operador Centralizado, un FTR le da a su tenedor una participación del excedente de congestión que es recibido por el Operador cuando existen restricciones a la capacidad de transmisión. La cantidad de FTRs es definida ex ante y se asigna a los tenedores de acuerdo a la capacidad de la red estimada. Las diferencias entre la capacidad real del sistema y la reflejada por los FTRs constituyen un ingreso del Operador del Sistema.

**Vemos que los FTRs de corto plazo no pueden resolver los problemas de incentivos de la expansión de la transmisión a largo plazo.** La alternativa se basa en un Operador del Sistema **que subasta FTRs de largo plazo** para proteger al tenedor de futuros cambios inesperados en los costos de congestión, **pero en la práctica no ha sido posible implementarlo.**

La formación de precios sobre la base de la contratación de nueva potencia a largo plazo y con anticipación suficiente para permitir el ingreso de nuevos competidores en cada licitación, facilitaría también la realización de inversiones en transporte y la responsabilidad por la eficiencia de las mismas, dado que serían los productores de energía primaria o secundaria los más interesados en optimizar el transporte de alguna de las dos formas de energía para hacer su oferta más competitiva.

El segundo esquema consiste en que la propiedad y la operación de la empresa de transmisión se lleven a cabo por una Compañía de Transmisión (TRANSCO) que se regula a través de precios fijos con el fin de dotarla de incentivos para invertir en el desarrollo de la red y evitar la congestión. La propuesta de regulación de precios difiere del esquema anterior en que se trata de obtener una función de costos de producción para la transmisión, mientras que el enfoque de los derechos de transmisión evita tener que tratar con este problema debido a la imposibilidad práctica de determinar los flujos físicos exactos de los electrones. Un mecanismo regulatorio para una TRANSCO debe proporcionar incentivos a la empresa regulada para tomar decisiones de inversión eficientes, y también debe permitir que la empresa regulada obtenga ingresos suficientes para cubrir los costos de capital y operativos en un entorno de información imperfecta acerca de los costos y las funciones de demanda.

Estos mecanismos de price cap se pueden analizar desde dos perspectivas: la regulación del "nivel de precios" y la regulación de la "estructura de precios" (véase Brown, Einhorn, y Vogelsang, 1991).

La regulación de "nivel de precios" se refiere a la distribución a largo plazo de las rentas y de los riesgos entre los consumidores y la empresa regulada. La regulación de "estructura de precios" se refiere a la asignación a corto plazo de los costos y beneficios entre los distintos tipos de consumidores. Vogelsang (1999) cree que la regulación de precios máximos es la mejor opción para las tarifas de transporte de electricidad. Dado que los costos de transmisión son tan dependientes de la localización geográfica, la construcción de un costo adecuado o punto de referencia de precios no sería viable. Sin embargo, la regulación de estructura de precios puede ser utilizada para resolver la congestión de la transmisión, en el corto plazo, así como los costos de capital y la inversión en el largo plazo. Vogelsang (2001) propone un modelo de tarifa en dos partes: un cargo variable, entendido como un precio nodal, y un cargo fijo. La TRANSCO es un monopolista que maximiza beneficios que toma las decisiones de inversión y precios sujetos a la regulación de su tarifa de dos partes. La recuperación de los costos de capital a largo plazo se logra a través del cargo fijo, mientras que los incentivos para la inversión en la expansión de la red se distribuyen entre los costos fijos y variables.

El tercer esquema busca obtener una expansión óptima de la transmisión a partir de la estructura de poder de mercado de la generación de electricidad. Sobre la base del análisis de las opciones reales, este método consiste en encontrar la distribución de probabilidad conjunta de resultados para la transmisión y generación. Esta distribución de probabilidad conjunta se utiliza entonces para calcular el valor presente neto de los proyectos de expansión de transmisión (Rosellón, 2003).



Sin embargo, en la práctica no ha sido posible encontrar una solución a los problemas intrínsecos del sistema de mercado para expandir la red de transmisión. La falta de previsibilidad de recupero de las inversiones, los altos niveles de incertidumbre asociados, las dificultades para internalizar los costos de la energía no suministrada como señal para la expansión de la capacidad de transporte y la ineficacia de los esquemas de administración implementados para la ampliación de la red, han obligado a repensar la organización del mercado. En países como Argentina, se ha necesitado la presencia del Estado Nacional como actor clave para la planificación territorial de la red de transmisión. En otros países, el encargado del despacho de cargas o algún organismo diseñado específicamente, asumen un papel externo al mercado, para llevar a término procesos de planificación orientativa que se convierten en mandatarios para las obras de transmisión que se encuentran dentro de un determinado plazo (de 2 a 3 años p.e.).-

#### **4. EL SADI DURANTE EL POST REFORMISMO**

##### ***i. EL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE***

La ineficiencia en el esquema de ampliaciones previsto en nuestro sistema, fue identificado y motivó que hacia el año 2000, se modifique el cargo destinado al financiamiento del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica establecido en el artículo 70 de la Ley N° 24.065, con el fin de dotar de recursos al Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal, para la realización de obras de transporte eléctrico en alta tensión.

Es decir un instrumento para la realización de obras en el sistema de transporte por fuera de los mecanismos previstos en el diseño marginalista del mercado.

A través del Comité Administrador del Fondo (el CAF), conformado en el marco del Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) se resolvió impulsar las ampliaciones destinadas al “abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de la demanda”; ponderándose para la aprobación de obras por la Secretaría de Energía: “[...] que no resulte previsible que la obra propuesta sea impulsada exclusivamente por los agentes del MEM” y que contribuya “[...] a mejorar la seguridad y/o calidad del transporte de energía eléctrica evaluando para ello al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica entre Regiones Eléctricas o dentro de una misma Región Eléctrica como un conjunto tendiente a un funcionamiento integrado” (Art. 3°, Resolución de la Secretaría de Energía N° 174/2000).

La metodología para la realización de ampliaciones por esta vía, quedó sujeta a la incorporación de las “Ampliaciones por Convocatoria Abierta a Realizar con Aportes del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal” en Los Procedimientos.

“Pueden ser convocantes de una Convocatoria Abierta los agentes y participantes del MEM, el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF – FFTEF), o terceros que convoquen a interesados en participar en uno de los procedimientos de ampliación.

Los convocantes, entre otros recaudos, deberán definir el procedimiento de ampliación entre las opciones que se mencionarán, confeccionando el pliego de bases y condiciones correspondiente.

Los procedimientos a emplear pueden ser los siguientes: a) acuerdo de partes con aportes del FFTEF; b) concurso público con aportes del FFTEF; c) ampliación por asignación de derechos financieros.” (Barreiro, 2002, pág. 243).

##### ***ii. IMPACTO DE LAS SOLUCIONES PROPUESTAS***

El estallido social y económico de los años 2001 y 2002 alcanzó también al mercado energético nacional, impactando profundamente en su estructura. La relación entre una oferta energética con costos dolarizados y una demanda pagadera en pesos, quedó profundamente trastocada por la salida de la convertibilidad, la devaluación del peso y la sanción de la Ley de Emergencia Económica en enero de 2002, que congeló las tarifas de los servicios públicos.

A pesar del retiro masivo de capitales de la economía, la abrupta caída del PBI y la inversión, tanto pública como privada, que comenzó su espiral descendente desde mediados de los años '90, la demanda de bienes energéticos, no disminuyó en la misma proporción que la

actividad económica. Con lo cual, paradójicamente resultó un desafío mayor para el sector eléctrico la recuperación económica que tiene lugar a partir del año 2003, que la crisis en sí misma.

En este contexto, la necesidad de mayor cantidad de obras en el sistema de transporte en alta tensión y distribución troncal siguió vigente e incluso se profundizó a medida que la demanda fue aumentando en sintonía con el crecimiento económico.

La ampliación de redes, fue fuertemente impulsada, como puede apreciarse en el Cuadro N° 2. En relación al año 2003, al día de hoy han sido incorporados al sistema 4.819 km. de líneas de 500 kV., es decir un 50% más de km. en 10 años.

**Cuadro N° 2**

<i>Líneas Incorporadas en 500 kV</i>	
<i>Línea</i>	<i>Km. de Extensión</i>
Choele Choel - Puerto Madryn	354
Puerto Madryn - Pico Truncado	587
San Juan - Mendoza	175
Recreo - La Rioja	190
Tercera Línea Yacyretá - Buenos Aires	912
NEA - NOA	1.207
Comahue - Cuyo	708
Rodeo - Calingasta	140
Pico Truncado - Esperanza	546
<b>TOTAL</b>	<b>4.819</b>

**Fuente:** *Elaboración propia en base a Consejo Federal de Energía Eléctrica ([www.cfee.gov.ar](http://www.cfee.gov.ar)) y datos aportados por la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.*

Adicionalmente, al momento de escribir el presente, se encontraban finalizándose las obras correspondientes a las líneas Esperanza – Río Turbio, Esperanza – Río Gallegos y Esperanza – El Calafate, todas ellas en 220 kV. incorporando de forma definitiva a la provincia de Santa Cruz al SADI; y se encontraba próxima a licitarse la interconexión con Tierra del Fuego.

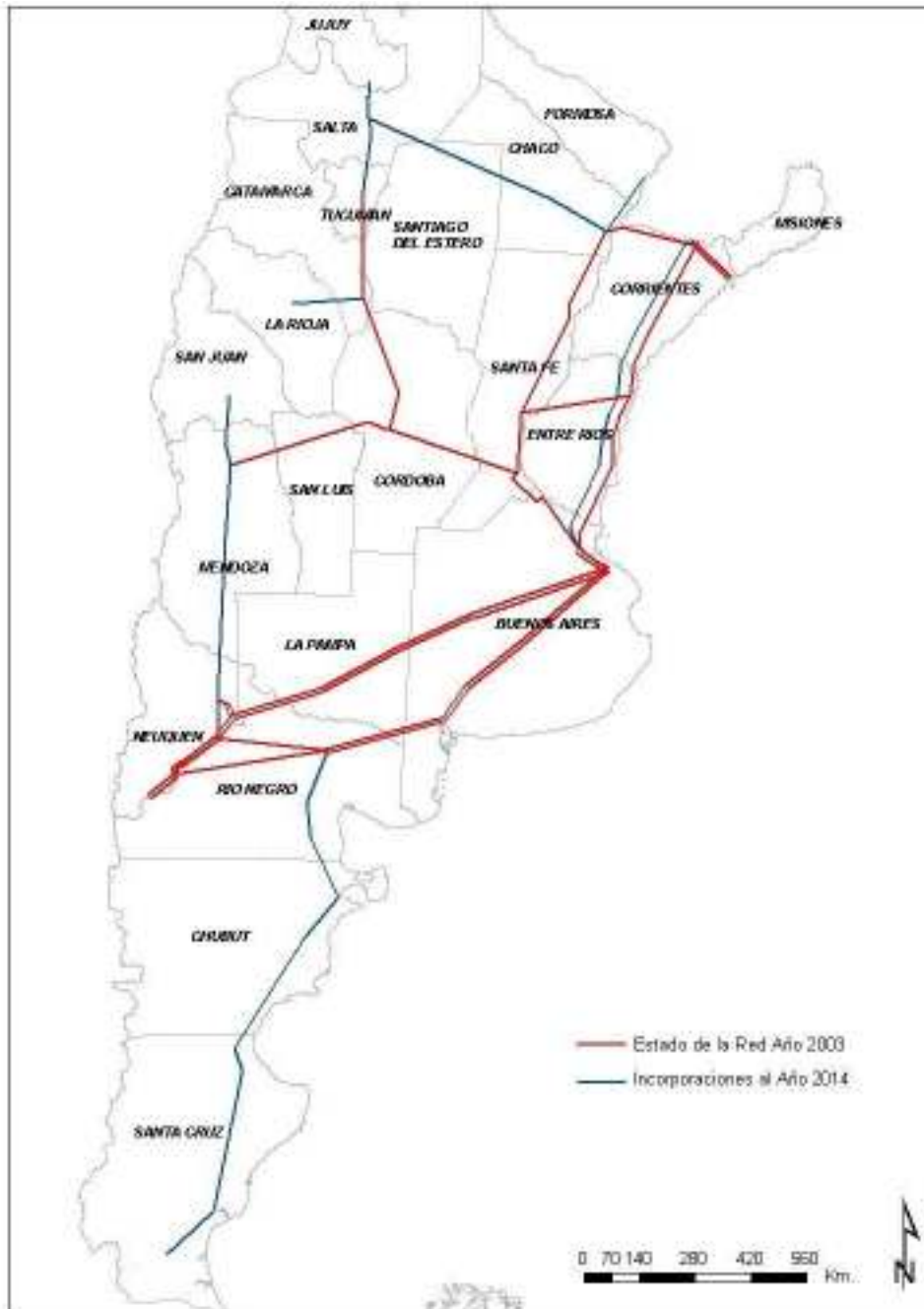
A su vez, se ha realizado una importante expansión del sistema de transporte por distribución troncal ampliando los kilómetros de extensión de la red de 132 kV. en más de un 43% en relación al año 2003.

La dotación de recursos destinados al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, junto con la planificación y ejecución de las obras con una lógica externa al sistema ha funcionado sostenidamente.

Como resultado de estas acciones, se incorporaron al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión: al Sistema Interconectado de la Patagonia (Chubut y Santa Cruz), las provincias de San Juan, La Rioja, Formosa, Jujuy, Salta, el interior del Chaco, el sur de Mendoza y el norte

de Santiago del Estero. Tal como puede apreciarse en el mapa comparativo desplegado a continuación, debe destacarse como elemento central, que el sistema pasó de tener una estructura radial con eje en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), para comenzar a tener una estructura más reticulada, cerrando periféricamente el sistema para abarcar a todo el país. Este hecho contribuye a la estabilidad del sistema de potencia y reduce el costo esperado de la Energía No Suministrada (ENS), aunque no es posible cuantificar el impacto económico del mismo. En consecuencia, además de la incorporación de nuevas regiones y sus demandas al SADI, y la mejora en la confiabilidad, seguridad y optimización del despacho en el resto de las regiones alcanzadas, esta reorganización territorial, permitirá el aprovechamiento de recursos energéticos que se encontraban ajenos al sistema, tales como el carbón y los recursos hidroeléctricos en la provincia de Santa Cruz, la generación eólica en la Patagonia, o los recursos solares y biomásicos en las regiones de Cuyo, el NEA y el NOA.

**Mapa N° 1 – “Evolución de la Red de Transporte en Alta Tensión (500 kV.) entre 2003 y 2014”**



**Fuente:** Elaboración propia en base a Consejo Federal de Energía Eléctrica ([www.cfee.gov.ar](http://www.cfee.gov.ar)) y datos aportados por la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

## 5. CONCLUSIONES:

Desde el 2003 a la fecha, el Sistema Argentino de Interconexión ha sido fuertemente expandido a través de la implementación del Plan Federal de Transporte Eléctrico, que fuera coordinado por un Comité de Administración ad hoc, en marco del Consejo Federal de Energía Eléctrica y que ejecutó los recursos del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, compuesto por fondos provenientes de la demanda, y aportes del Estado Nacional a través del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Esta fuerte expansión, adquiere una dimensión mayor cuando es contrapuesta al magro resultado obtenido con la implementación del sistema de precios nodales implementado a partir de la Reforma del sector y del que se esperaban señales suficientes para expandir el sistema ante congestiones manifiestas.

Esto no se ha dado y en consecuencia, se ha sufrido una fuerte desinversión en la expansión de la red de transporte en alta tensión. Esta falla en el sistema de mercado para generar las señales correctas para la expansión de la red es un común denominador en casi todas las economías que migraron a este sistema y explica, al menos en parte, la reacción que han tenido distintos países, entre los que se encuentra Argentina, para reimpulsar la red de transporte con mecanismos que reivindican ciertos aspectos de la empresa integrada o, que al menos, se sustentan en esquemas de planificación mucho más centralizados. España e Inglaterra, por ejemplo han recurrido a ampliar la capacidad de transporte independientemente de su sistema marginalista de formación de precios de corto plazo, principalmente porque tienen densidades de carga muy elevadas: demandas de entre 50.000 MW y 60.000 MW en superficies apenas mayores que la provincia de Buenos Aires.

Entre las falencias del sistema de mercado para satisfacer las necesidades de expansión de la red de transporte, se destacan:

- La poca previsibilidad del recupero de capital, fundamentalmente a raíz de que las decisiones de otros agentes del mercado pueden reducir de manera drástica la vida económica de los proyectos de expansión. Una solución a esta falencia del sistema de mercado es asegurar el recupero de la inversión por medio de mecanismos regulatorios, transfiriendo parte del riesgo a otros consumidores y/o a otros Agentes de la cadena de valor, lo cual, paradójicamente, es uno de los puntos débiles que se le criticaba a la empresa integrada.
- Descentralización de las decisiones de planificación en un mercado típicamente incierto tanto desde el lado de la demanda como de la oferta.
- Ineficacia de los instrumentos de administración de riesgo como mecanismos para corregir las fallas de señales para la expansión del sistema.

Como correlato, hemos visto que se han repensado en el mundo las regulaciones del servicio de transporte, buscando alternativas como la implementación de derechos financieros de transmisión (FTRs), incentivos a las TRANSCO y cálculos de expansión óptima, y corroboramos que las soluciones propuestas varían en función de las características del Operador del Sistema.

Pero para Argentina no se han detectado mecanismos adicionales que dentro de la lógica del esquema de mercado hayan intentado corregir los incentivos para la ampliación del sistema, aunque sí se han incrementado cargos a la demanda en el marco del Fondo Nacional de la

Energía Eléctrica, con el fin de dotar de recursos al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. Desde aquí se ejecutarán obras de ampliación del SADI que no estaban siendo desarrolladas por los Agentes del MEM; responsables de las ampliaciones, en el armado regulatorio de la Reforma.

Los planes federales para el transporte eléctrico han atendido obras identificadas como necesarias para el esquema de mercado, pero utilizaron una estructura ajena a la lógica marginalista para acumular fondos y ejecutarlos. Todo ello en un contexto que además privilegia el consenso de las provincias al ser comandado desde el Consejo Federal de Energía Eléctrica; cuestión no menor si se tiene presente la extensión de nuestro país y el carácter federado de su organización política.

En la última década, la implementación de este mecanismo para financiar la expansión de redes, ha permitido sumar una importantísima cantidad de kilómetros de líneas y potencia de transformación, lo que sin dudas generará beneficios sobre la confiabilidad del sistema y sus costos en el largo plazo y permitirá optimizar el despacho. **Es decir, se mejorarán condiciones claves bajo un esquema de mercado, pero utilizando un instrumento ajeno, de una naturaleza distinta.**

También, es importante destacar que el sistema no sólo ha crecido en términos de distancias o potencias de transformación, dejando estática su configuración espacial. Las obras de ampliación realizadas a partir de 2003, han modificado la estructura radial de la red a partir de la incorporación de una serie de vínculos que aumentaron la conectividad entre regiones eléctricas y permitieron el ingreso al SADI de provincias que se encontraban aisladas. Aún si el esquema de mercado hubiera funcionado como se esperaba, las obras al alcance de los agentes del MEM, difícilmente hubieran podido tener este despliegue espacial.

Consumada la reestructuración espacial con la implementación del Plan Federal de Transporte Eléctrico, se proyecta como desafío continuar profundizando el esfuerzo en los sistemas de subtransmisión (220 kV. y 132 kV.), no ya como consecuencia del desarrollo del sistema de transporte en 500 kV. sino como solución a las restricciones en la capacidad de transporte que puedan presentarse y que hacen necesaria la instalación y despacho de generación de eficiencia media.

Incorporar nuevos territorios, nuevas provincias, nuevas demandas, y nuevas fuentes de generación agranda el mercado eléctrico generando beneficios para el sistema en su conjunto y simultáneamente provoca profundos impactos locales positivos; y a pesar de ello, el mercado por sí sólo no logra resolver la expansión óptima que tanto desde criterios de mercado como de desarrollo de largo plazo, son esperables.

La historia eléctrica de nuestro país, finalmente nos advierte que las grandes obras de infraestructura, aquellas que organizan y estructuran el territorio, aquellas que definen el alcance del mercado eléctrico y el tipo de fuentes que estratégicamente deben utilizarse para el beneficio de la Nación en su conjunto, han sido de uno u otro modo llevadas adelante con una fuerte conducción de organismos públicos: antes de la Reforma del sector a través de empresas nacionales y provinciales integradas y en esta última década a través de organismos dependientes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

## 6. BIBLIOGRAFÍA:

- Araujo, Roberto, “*Perón y la CADE*”, Punto de Encuentro, Buenos Aires, 2009.
- Badaraco, Ernesto. Entrevista realizada el 20 de octubre de 2014, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Badaraco, Ernesto., “*Sobre la Teoría del Núcleo de una Economía, los Mercados Contestables y las Industrias Intensivas en Capital*”, Academia de Ciencias de Buenos Aires, 2008.
- Barreiro, Rubén A., “*Derecho de la Energía Eléctrica*”, Editorial Ábaco, Avellaneda, 2002.
- Bastos, Carlos Manuel y Abdala, Manuel Ángel, “*Transformación del Sector Eléctrico Argentino*”, Antártica, Buenos Aires, 1993.
- Bouille, Daniel, “*Lineamientos para la Regulación del Uso Eficiente de la Energía en Argentina*”, Serie Medio Ambiente y Desarrollo, Vol. 16, Comisión Económica Para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago de Chile, 1999.
- Brown L., Einhorn, M. A. y Vogelsang, I, “*Toward Improved and Practical Incentive Regulation*” *Journal of Regulatory Economics*, 3: 313-338, 1991.
- Brunekreeft, Gert, Neuhoffand, Karsten y Newbery, David, “*Electricity Transmission: an Overview of the Current Debate*” Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2005.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), “*Informes Anuales*”.
- Fierro G, Adolfo y Vargas M., Gabriela, “*Licitaciones en Transmisión Troncal. ¿Eficiencia Económica?*”, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2006.
- Fundación para el Desarrollo Eléctrico Argentino, Fundelec, “*El Crecimiento del Transporte Eléctrico Argentino*”, 2007.
- Fundación para el Desarrollo Eléctrico Argentino, Fundelec, “*El Transporte Eléctrico en Argentina. Un Sector Clave para la Integración Eléctrica Nacional*”, 2011.
- George, Pierre, “*Geografía de la Energía*”, Ediciones Omega, Barcelona, 1952.
- Gilbert, Richard, Neuhoffand, Karsten y Newbery, David, “*Allocating Transmission to Mitigate Market Power in Electricity Networks*”, University of Cambridge, 2002.
- Hunt, S. y Shuttleworth, G., “*Competition and Choice in Electricity*”, John Wiley & Sons, Chichester, 1996.
- Joskow, Paul L., “*Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry*”, Massachusetts Institute of Technology (MIT), 1989.
- Joskow, Paul y Tirole, Jean, “*Merchant Transmission Investment*”, *The Journal of Industrial Economics*, 2005.
- Molina, Julio César, “*Organización, Crisis y Sustentabilidad*”, Ciudad Argentina, Buenos Aires, 2005.
- Newbery, D. M., “*Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*”, Cambridge, Mass: MIT Press, 1999
- Pírez, Pedro, “*Las Sombras de la Luz. Distribución Eléctrica, Configuración Urbana y Pobreza en la Región Metropolitana de Buenos Aires*”, Eudeba, Buenos Aires, 2009.



- Rosellón, Juan, “*Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion*”, Review of Network Economics, Vol. 2, Issue 3 – September 2003.
- Rosellón, Juan, Vogelsang, Ingo y Weigt, Hannes “*Long-run Cost Functions for Electricity Transmission*”, The Energy Journal, International Association for Energy Economics, Vol. 0 (Number 1), 2012.
- Villulla, Carlos, “*Doctrinas Económicas del Mercado Eléctrico*”, III Conferencia Política Nacional Partido Socialista de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2000
- Vilte Grande, José Ramón, “*Más de 100 Años del Sector Eléctrico en Argentina (Hechos de Fines del Siglo XIX y del Siglo XX)*”, CET, Abril de 2000, Nro. 17, p. 17-21.
- Vogelsang, I., “*Optimal Price Regulation for Natural and Legal Monopolies*”, Economía Mexicana, Nueva Época, 8: 5-43, 1999.
- Vogelsang, I. “*Price Regulation for Independent Transmission Companies*”, Journal of Regulatory Economics, 20: 141-165, 2001
- Wilson, Robert, “Architecture of Power Markets”, Stanford University, 2001.
- Zhang, Yinfang, Parker, David y Kirkpatrick, Colin, “*Competition, Regulation and Privatisation of Electricity Generation in Developing Countries: Does the Sequencing of the Reforms Matter?*” University of Manchester, 2004.