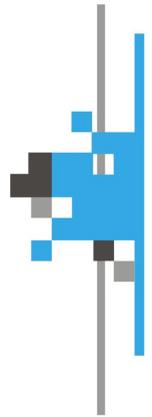


Desequilibrios regionales en el transporte eléctrico argentino (1992-2013): el retraso relativo del área atlántica bonaerense



Adriano Furlan

Departamento de Geografía, Universidad Nacional de Mar del Plata, Argentina

Recibido: 9 de mayo de 2014. Aceptado: 9 de junio de 2014.

Resumen

El montaje de las redes de infraestructuras de gran escala está condicionado por los mecanismos del desarrollo geográfico desigual del capital. En función de las características geohistóricas del régimen de acumulación, estas fuerzas formadoras de desequilibrios regionales en la producción del espacio son promovidas o relativamente controladas. La reforma del sector eléctrico argentino, emprendida a partir de 1992 como parte del programa de transformaciones estructurales que dio vida al régimen de la Convertibilidad, estimuló el desarrollo desigual de la red de transmisión en alta tensión. Desde 2004, se ejecuta una política sectorial que intenta resolver los déficits de infraestructura de transporte en distintos puntos críticos del abastecimiento eléctrico del país. Sin embargo, algunos espacios geográficos todavía se mantienen al margen de los avances conseguidos. El artículo analiza el caso del atraso relativo del área atlántica de la provincia de Buenos Aires.

Palabras clave

Energía
Redes técnicas
Desarrollo geográfico desigual

Abstract

Regional imbalances in Argentinean electric-power transmission (1992-2013): the relative backwardness of Buenos Aires Atlantic area. The construction of large scale infrastructure is conditioned by the mechanisms of uneven geographical development of capital. Depending on the geo-historical characteristics of the accumulation regime, these forces that form regional imbalances in the production of space are relatively controlled or promoted. The reform of the Argentine electricity sector undertaken since 1992 as part of the structural transformations that gave life to the Convertibility regime stimulated the uneven development of the high voltage transmission grid. Since 2004, a sectorial policy that attempts to solve transportation infrastructure deficits in various critical points in the country's power supply has been executed. However, some geographical areas still remain outside of these developments. The article analyzes the case of the relative backwardness of the Atlantic area of the province of Buenos Aires.

Keywords

Energy
Technical networks
Uneven geographical development

Palavras-chave

Energía
Redes técnicas
Desarrollo geográfico desigual

Introducción

La reestructuración del sector eléctrico argentino llevada a cabo a principios de la década de 1990, definió unas pautas de desarrollo y funcionamiento para el segmento de la transmisión que dificultaron la ejecución de ampliaciones necesarias para un crecimiento equilibrado del sistema eléctrico nacional en su conjunto. Desde antes de que se produjera el derrumbe del *modo de desarrollo* de la Convertibilidad a finales de 2001, en diversos ámbitos de gobierno se diseñaron y comenzaron a implementar mecanismos institucionales para intentar resolver los inconvenientes regulatorios que obstruían una expansión regionalmente equitativa de la capacidad del subsistema de transporte eléctrico y, asimismo, repercutían en las formas de producción y estructuración del espacio de las redes y en la calidad y en la confiabilidad del servicio. Sin embargo, no es sino hasta el año 2004, una vez atravesadas la dura recesión de 1998-2002 y la fase de transición política de 2002-2003 hacia una nueva configuración económica estable, cuando se redefinen, en el marco del Plan Energético Nacional (PEN) (2004-2008), los medios y acciones programáticas que conducen a la obtención de grados de reequilibrio en el proceso de desarrollo sectorial.

A pesar de los importantes avances conseguidos en materia de reversión de la situación de subdesarrollo (regional) del transporte eléctrico desde la puesta en marcha del PEN, todavía persisten en determinados subespacios del territorio argentino déficits de infraestructuras de esta clase que se ven directamente envueltos en los trastornos del aprovisionamiento de la energía que se vienen reiterando desde que las transformaciones acaecidas en el *régimen de acumulación* en el lapso 2002-2003 desataran una crisis en el sector eléctrico. A su vez, la herencia de los déficits ha condicionado las soluciones tecnológicas de la gestión de las manifestaciones locales de la crisis. Entre esos espacios críticos se ubica la región atlántica de la provincia de Buenos Aires, convertida en la pasada década en un caso ejemplar del riesgo de desabastecimiento de la energía debido al evidente retraso relativo que acarrea el desarrollo de soportes infraestructurales en los segmentos de generación y transporte. La marcada estacionalidad que evidencia la curva de carga, inducida por la demanda estival de electricidad de las localidades turístico-balnearias emplazadas en la franja costera del área, es un rasgo de su comportamiento energético que trasciende las fronteras de la historia de la reestructuración sectorial y que ha ameritado atenciones especiales para sortear exigencias temporarias del consumo eléctrico a lo largo de las últimas décadas del siglo XX. El asunto de interés se encuentra en el hecho de que la adopción del *modelo de gestión* que surgió de la reforma conllevó la instalación de una lógica de desarrollo que reasignó valores a la posición relativa de los componentes de las redes del sistema eléctrico argentino, de forma que ciertas particularidades locales problemáticas, como las exhibidas en la región atlántica bonaerense, resultaron enteramente afianzadas. Al mismo tiempo, las deficiencias estructurales intensificaron las perturbaciones y las fallas en la realización de funciones del suministro.

El objetivo de este trabajo es analizar y explicitar las razones y consecuencias del retraso relativo que sufre la red de transporte de energía eléctrica en el área atlántica de la provincia de Buenos Aires. La explicación se centra en la trayectoria de los mecanismos estructurales e institucionales del desarrollo geográfico desigual de la red eléctrica a escala nacional, que se alinean con su promoción o su contención en función de las exigencias de reproducción orgánica que impone el régimen de acumulación. La organización del artículo consta de tres partes. En la primera, se expone el argumento general de la teoría del desarrollo geográfico desigual y se introducen algunos planteos tocantes a la especificidad de las redes. En la segunda, describimos el desarrollo geográfico de la red de transporte eléctrico en la Argentina, partiendo de la caracterización de las reglas de ampliación estipuladas, y se identifican dos etapas claramente diferenciadas en las tendencias estructurales desde la entrada en vigencia del marco

regulatorio de la reforma sectorial hasta el año 2013. En la tercera parte, por último, nos ocupamos de clasificar a la región atlántica de la provincia de Buenos Aires como un espacio marginal para la localización de inversiones de envergadura en el segmento del transporte y describimos las formas y los resultados de la gestión de las restricciones en el sistema de abastecimiento.¹

Las redes en la perspectiva del desarrollo geográfico desigual

La teoría del *desarrollo geográfico desigual* del capitalismo se ocupa, básicamente, de subrayar que las tendencias contradictorias que forman parte de la dinámica interna del modo de producción capitalista originan un espacio inexorable y necesariamente desigual.² Esta perspectiva teórica, cuya formulación más acabada se debe a la clarividencia de David Harvey (1990, 2003 y 2006) y Neil Smith (2008)³, constituye un encuadre pertinente para el análisis de hechos geográficos tales como: las configuraciones resultantes de la división territorial del trabajo; la concentración y la dispersión espacial; los procesos de urbanización y regionalización; la fragmentación y la integración del territorio; las condiciones materiales de valorización, circulación y devaluación del capital; la distribución geográfica de las clases sociales, y de muchos otros entre los cuales, de acuerdo con los propósitos de este artículo, hemos de enfatizar el desarrollo espacial de las redes que dan el fundamento material a los grandes sistemas tecnológicos. Comenzaremos por introducir los puntos más salientes del argumento general de la teoría e iremos deslizando algunas notas sobre la cuestión de las redes⁴.

El argumento general de la teoría

El intercambio de las mercancías (bienes, servicios y fuerza de trabajo) casi siempre supone desplazamientos de ubicación que dan lugar a unos determinados arreglos espaciales. Las actividades humanas tienden a aglomerarse en el espacio con el fin de eliminar la fricción de la distancia, que en el capitalismo se ve transfigurada en costos de transporte, incrementos del período de rotación y pérdida de competitividad. Los procesos simultáneos e interactivos de la especialización productiva de los lugares y del intercambio de los respectivos bienes y servicios originan la división territorial del trabajo. Las leyes coercitivas de la competencia empujan a cada capitalista individual en la búsqueda de ventajas de localización relativa en la estructura espacial, tendiendo a desplazarse a los lugares donde los costos de producción son más bajos y la tasa de ganancia más alta. Los trabajadores también pueden migrar hacia lugares donde los estándares de calidad de vida sean más elevados. Porque el motor de la competencia económica revoluciona continuamente las fuerzas productivas y porque las distancias relativas se acortan con los adelantos en las tecnologías de los transportes y de las comunicaciones, tan pronto como las tendencias hacia la aglomeración encuentran barreras físicas y sociales a la reproducción del capital (gastos adicionales derivados de la congestión, incrementos en el precio de suelo urbano y escasez objetiva del mismo, rigidez excesiva en el uso del espacio, deterioro de soportes físicos, etc.) la dispersión espacial se vuelve más atractiva. Los excedentes de capital que se generan en un lugar pueden, ahora, invertirse en algún otro en el que todavía no se agotaron las oportunidades rentables.

Al mismo tiempo, el espacio producido por el capital, así como las fuerzas políticas de distinto tipo (alianzas de clase, resistencia obrera, identidad territorial, etc.), genera una inercia geográfica que inhibe la dispersión y la descentralización, que tienden a ocurrir solo cuando la sobreacumulación y la crisis se hacen presentes. A medida que las fuerzas productivas se desarrollan, la organización social y técnica de la producción se vuelve más compleja e interdependiente y la circulación del capital exige progresivamente cantidades mayores de capital fijo inmovilizado. Para superar las barreras

1. Las nociones de "modo de desarrollo" y "régimen de acumulación" sobre las que se asienta el análisis del tema corresponden a las categorías centrales de la Teoría de la Regulación. Ver Boyer (1989) y Lipietz (1994).

2. "[El] desarrollo desigual es la expresión geográfica sistemática de las contradicciones inherentes a la constitución y la estructura del capital" (Smith, 2008:4).

3. También se reconocen contribuciones significativas en Topalov (1979), Di Cione (2002a) y O'Connor (2003). La expresión "*uneven geographical development*", oriunda de *The Limits to capital*, publicado originalmente en 1982, fue traducida al español como "desarrollo geográfico poco uniforme" en Harvey (1990). Neil Smith (2008) habla, a secas, de "desarrollo desigual" (*uneven development*) y lo aplica al análisis de las geografías del capitalismo. Topalov (1979) utiliza la expresión familiar "desarrollo desigual del espacio", mientras que Di Cione (2002a) hace explícito el espíritu dialéctico del concepto y elige definirlo extensivamente como "desarrollo geográfico desigual, combinado y contradictorio". No obstante, todos los autores citados concuerdan en derivar las proposiciones del desarrollo desigual (combinado y contradictorio) de la teoría marxista del valor-trabajo. Aquí, nos referimos de un modo genérico y unificado al "desarrollo geográfico desigual".

4. Para la síntesis del apartado que sigue nos basamos en Harvey (1990:418-420 y 2004:83-84) y O'Connor (2003:12-13). Vale aclarar que, aunque la exposición conserva la fidelidad de las ideas originales, se trata de una simplificación acotada a nuestras preguntas y propósitos de investigación.

espaciales se crean estructuras que acaban por convertirse en obstáculos para la nueva acumulación (Harvey, 2007). La imposibilidad de mover libremente las formas edificadas alrededor del paisaje material en aquellos momentos en que ya no cumplen con sus necesidades inmediatas, crea un perpetuo dilema para el capital y la construcción social del espacio (Soja, 2008:155). De aquí deduce Harvey que la producción de las configuraciones espaciales se puede tratar entonces como un *momento activo* dentro de la dinámica temporal de la acumulación y de la reproducción social (Harvey, 1990:377).

El punto esencial es que no hay posibilidad de equilibrio (espacial) en el desarrollo porque la tendencia hacia la universalización de las relaciones capitalistas, que se materializa por medio del intercambio de las mercancías, coexiste con la tendencia irrefrenable hacia la diferenciación social que subyace en la lógica sistémica de la explotación del trabajo y de la acumulación del capital. La asimetría del desarrollo es una condición y un resultado de la reproducción de relaciones sistémicas. Ese complejo proceso social, que se da como una unidad contradictoria y que se acompaña de múltiples implicancias en la producción de formas culturales e institucionales, tiene su expresión diferenciada y dinámica en el espacio. Es así que la propia dinámica del capitalismo, movida por el incesante impulso hacia la reducción de las barreras espaciales y de los tiempos de la rotación -la "aniquilación del espacio por el tiempo", parafraseando a Marx- va tejiendo un desarrollo geográfico desigual. Dependiendo de la correlación de las fuerzas sociales en los distintos espacios y tiempos, las tendencias opuestas del desarrollo geográfico desigual del capitalismo son canalizadas a través de la acción del Estado, que tanto puede ayudar a promoverlas como a contenerlas dentro de los límites estructurales del modo de desarrollo.

La especificidad del desarrollo geográfico desigual de las redes

La construcción de las grandes redes técnicas utilizadas en la provisión de los servicios de infraestructura, en tanto proceso particular de formación y circulación de altas dotaciones de capital fijo inmóvil, es un hecho que condiciona y es condicionado por el movimiento general del capital en el espacio producido. Las redes, más que ningún otro elemento del espacio geográfico, expresan la contradicción estructural del capital entre fijación y movilidad: la necesidad de mayor arraigo para lograr mayor movilidad. Ahora, si nos preguntamos cómo es que las redes se ven atravesadas por los patrones del desarrollo geográfico desigual, la respuesta debe considerarse en un doble sentido⁵.

Como las redes co-evolucionan en relación con la vida de otras formas geográficas duraderas, prestando funciones básicas para la existencia y reproducción de los restantes subsistemas de objetos y acciones, hay una necesidad sistémica de que el proceso integral de desarrollo sea equilibrado y uniforme. La tendencia a la concentración geográfica del capital por sí sola no es suficiente para alcanzar esa meta, ya que las decisiones tomadas por cada agente en función de sus propios requerimientos orgánicos de reproducción pueden contraponerse a las exigencias del conjunto, y, en alguna medida, la co-evolución debe ser coordinada por un poder central, planeando y dirigiendo las corrientes de inversión en las distintas especies de capital fijo inmovilizado. Aún así, la onerosa carga de capital invertido y los prolongados períodos de rotación no siempre son consustanciales con las pautas variables de las fases del ciclo de acumulación y de las estrategias de desarrollo de los sectores de infraestructura generadas en cada momento y en cada lugar y en el contexto de complejas relaciones de competencia, cooperación y conflicto, por lo que las redes podrán evidenciar un sub o un sobreequipamiento en diversos tramos y segmentos de actividad.

Esto nos lleva a la conjetura de que, por un lado, el desarrollo de la red habrá de analizarse comparativamente como parte de la totalidad geográfica, pudiéndose comprobar situaciones de relativo equilibrio o desequilibrio en el sistema de relaciones de los distintos

5. Para Di Cione (2002b:5): "La red expresa el carácter desigual, combinado y contradictorio de las relaciones de socialización en general, en la medida que son el resultado de las elecciones de los agentes o de las sobredeterminaciones generales prácticas que operan sobre ellos.". También señala que las redes presuponen específicos actores, necesidades, locales y lugares o regiones de la interacción o socialización, ligados a la generación y apropiación de rentas de relación mediante fijaciones territoriales de los dispositivos socializadores (2002b:5).

subespacios, en función de los requerimientos orgánicos que cada uno de estos cuerpos exige. Por el otro, también debería analizarse la desigualdad en la propia red, dado que, dependiendo de las características de los nexos que definen su inscripción territorial, sucederá que el capital valorizará diferencialmente las distintas etapas productivas que las redes reúnen: las etapas estratégicas serán objeto de cimentación de la reproducción ampliada en detrimento de las etapas marginales, que experimentan desvalorización y devaluación de los activos que las componen. Así, mientras que en el primer caso se pretende comprobar la acción ejercida de los mecanismos de desarrollo desigual en la constitución de las relaciones entre la red y el conjunto geográfico en el que ésta se inscribe, en el segundo caso -y siempre atendiendo a la complejidad, la extensión y la durabilidad de los grandes sistemas tecnológicos- lo que cabe esperar es la internalización de los patrones de desarrollo geográfico desigual dentro de las redes objeto de análisis.

El desarrollo geográfico del transporte eléctrico argentino desde la reforma hasta la actualidad (1992-2013)

En la evolución del sistema de transporte eléctrico argentino en el período que abarca desde la reforma del sector iniciada en el año 1992 hasta el momento actual, pueden reconocerse dos etapas bien diferenciadas en cuanto a (i) los medios institucionales de estimulación del crecimiento y (ii) a los efectos provocados por éstos en el desarrollo geográfico de la red. La primera etapa comprende el decenio 1992-2001; cuyos acontecimientos de referencia son la reforma sectorial y el fin del modo de desarrollo de la Convertibilidad, que le había conferido significado político y coherencia estructural a dicha reforma; y se caracteriza por promover la desigualdad regional en la dotación de la infraestructura básica de la transmisión. En otras palabras, el modelo fomenta la concentración espacial del capital fijo inmóvil. En la segunda, en cambio, luego del prolongado lapso de insuficiencia de desarrollo subsectorial; y pasada la turbulencia político-institucional del bienio 2002-2003, que deja el lugar a la estabilización del orden económico construido por la alianza de los sectores *devaluacionistas*; se activan planes de obras de envergadura que contrarrestan las fuerzas de la distribución geográfica desigual de los objetos y acciones de la red, esto es, un proceso compensador de dispersión geográfica del capital fijo inmovilizado. Debe quedar en claro que este esquema evolutivo de la red de transporte eléctrico a escala nacional concierne, en especial, al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que transmite en niveles de extra alta tensión (500kv), por lo que se excluyen del análisis los sistemas de distribución troncal. No obstante, al apartar a estos últimos del examen, aún se salvaguarda la intención central de la elaboración del esquema: poner de relieve la lógica de desarrollo de cada etapa. En relación a la especificidad teórica del desarrollo geográfico desigual de las redes, el análisis a escala nacional y a escala local se efectúa buscando reconocer las tendencias generales a la concentración y a la dispersión de acuerdo al sentido de los dos patrones enunciados, el de la constatación de desequilibrio entre las dotaciones de la red y los requerimientos orgánicos de los distintos espacios regionales y el de internalización de los patrones en la propia red. Vale decir que se incluyen tanto los mecanismos institucionales generadores de la desigualdad como los que se aplican con el objeto de compensar las fuerzas del desequilibrio. En el caso de estudio, donde nos dedicaremos a recorrer en detalle una mayor cantidad de variables e indicadores, naturalmente, se profundizará la indagación respecto de sendos patrones.

Fase de promoción de desigualdades espaciales (1992-2001)

Durante la plena vigencia del modelo de gestión centralizado-estatal, que regía antes de la reforma, puede decirse que el principio de la equidad social intentaba traducirse, entre otras dimensiones y evitando insinuar representaciones idílicas, a través de la

equidad territorial del desarrollo de la infraestructura eléctrica básica, con el propósito de acortar la brecha de las asimetrías inter e intrarregionales. Sin embargo, la segmentación de las actividades de producción (generación, transporte y distribución) y la fragmentación de empresas públicas, impulsadas por la reestructuración sectorial para la consiguiente privatización, dieron paso a una operatoria de partición de la red eléctrica nacional y de las redes eléctricas provinciales en diferentes unidades territoriales que hizo posible discriminar unidades y aglomeraciones de unidades de negocio lucrativas y unidades y áreas económicamente marginales, que no captaron la atención de los grandes inversores. A este fenómeno de selectividad territorial se sumó la creación de nuevas unidades productivas (generadores, sistemas de transmisión) que fueron implantándose en las secciones de la red donde las oportunidades económicas resultaron tentadoras.

En uno y otro caso, guiados por las reglas de la valorización del capital, y apartados de las de una *lógica redistributiva del servicio público*, se detecta la convivencia histórica del fenómeno de la congregación espacial de las instalaciones alrededor de ciertos puntos y líneas que constituyen los ejes de una agilizada trama de transacciones intra-sectoriales con el fenómeno del subdesarrollo de las redes en los lugares y regiones en que, por diferentes razones específicas, no se conforma una articulación efectiva con el resto del tejido sistémico.

Las pautas de ampliación del transporte eléctrico establecidas en el marco regulatorio de la reforma se fundan, entonces, en los lineamientos generales del naciente modelo de gestión: fragmentación, privatización, mercantilización. En la lógica de reproducción de las relaciones sistémicas que impuso este modelo, el desarrollo eléctrico pasó a concebirse como una consecuencia natural y espontánea de la confianza que inspira en los sujetos económicos la emisión de señales favorables a la inversión en un entorno de estabilidad, competitividad y seguridad jurídica.⁶ Por lo tanto, la iniciativa de los agentes privados minimiza o reemplaza a las otrora indispensables tareas de la planificación energética, que habían sido comandadas centralmente por organismos específicos del aparato estatal. Además, según los criterios de racionalidad económica y técnica del capitalismo que tiñen la ponderación de las acciones emprendidas, el desarrollo eléctrico es una realidad a ser constatada simultáneamente en los hechos del aumento competitivo de la oferta de energía, disminución de las tarifas, mejoramiento de la eficiencia y de la calidad del servicio, etc.

Pero, en un sentido opuesto al proclamado, por lo menos en el discurso reformista oficial, pasado un prudencial período de vigencia, el diagnóstico de la implementación del modelo instaurado arrojó como principales resultados el retraso relativo y el desequilibrio regional de la infraestructura básica del subsistema de transporte. La interpretación de estas tendencias debe efectuarse con relación al despliegue que mostró el sector de la generación eléctrica en el mismo lapso. La potencia instalada se incrementa de 14.077 Mw en 1992 a 24.913 Mw en 2001 (datos del ENRE, 1998 y 2003).⁷ Esos 10.800 Mw que se incorporan en un lapso de nueve años, a un ritmo de más de 1.200 Mw anuales, significan un fuerte crecimiento relativo del 77%, que supera, incluso, al crecimiento del consumo eléctrico, ubicado en 68,5% para igual período. Por su parte, el transporte en extra alta tensión se extendió de 7.192 km de longitud de líneas y 9.100 MVA de capacidad de transformación en 1992 a 9.669 km y 11.350 MVA en 2001, ello representó respectivas variaciones del 34% y 25% (datos de CAMMESA, 2003). Los grados de crecimiento para ambos indicadores caen bien por debajo del experimentado en el subsector de la generación y reflejan la situación de subinversión padecida en el ámbito del transporte en el transcurso de la década de los noventa (FpC, 2003; Nicchi, 2004).

Hasta el año 2002, las líneas de transmisión de alta magnitud que se pusieron en servicio, provocando un impacto significativo para el funcionamiento del Mercado

6. El ex Secretario de Energía Ing. Carlos Bastos decía por entonces que en Argentina "(...) está cambiando el punto de vista de que la energía es un bien estratégico, para subordinarse a la obtención de objetivos. Por ser la energía un bien económico más, debe someterse a todas las reglas que se aplican a otros bienes económicos, para lograr el máximo bienestar de la sociedad" (en ENRE, 1994:2).

7. Contempla la potencia instalada del conjunto MEM + MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico). El MEM abastece el 93% de la demanda eléctrica del país, mientras que el MEMSP cubre un 6%, y el 1% restante es abastecido por pequeños sistemas aislados (datos de Secretaría de Energía).

Eléctrico Mayorista (MEM), fueron solo tres: los dos primeros tramos de la interconexión de la Central Hidroeléctrica Yacyretá al SADI, uno realizado a través de la Estación Transformadora (ET) Resistencia (1994) y otro por medio de la ET Salto Grande (1996), y la cuarta línea del Corredor Comahue-Buenos Aires (2000). La vinculación física de Yacyretá permitió ir disponiendo de bloques crecientes de energía barata circulando por la red, que se sumaban a la potencia entregada por la Central Piedra del Águila⁸ a través de los vínculos preexistentes en la región del sur. La llamada *cuarta línea* es un canal redundante que se incorpora para expandir la capacidad evacuadora de la potencia del Comahue hacia el centro de cargas y subsidiariamente para conseguir mejoras en la confiabilidad del sistema recién al final del período. Hasta entonces, fueron notorios los perjuicios de la congestión de las líneas que debieron soportar varios de los generadores eficientes allí radicados: imposibilidad de ingresar al despacho, pérdidas en el factor de carga traducidas en pérdidas económicas, retribución por precios locales inferiores a los precios de mercado.⁹ En términos de conjunto, el escaso desarrollo del transporte impidió avanzar en la integración física de las distintas zonas eléctricas del país.

Así, sobre la base de la producción social de un espacio absoluto que alcanza a cubrir la casi totalidad del territorio argentino a finales del siglo XX¹⁰, la configuración geográfica de la red eléctrica se transforma en un complejo sistema de espacios relativos y relacionales en el que una determinada agrupación de nodos y líneas materializan los más intensos enlaces de cooperación y competencia de los capitales moleculares del sector, provocando la corriente dominante de fijación espacial de capital de la rama productiva y la más densa circulación de la mercancía-energía, mientras que otros componentes del sistema de menor eficacia técnica y menor eficiencia económica, al margen de su localización absoluta, se mantienen relativamente distantes de ese cúmulo de objetos, actores y flujos que lidera la construcción de la realidad física y social del mercado eléctrico.

¿Cuáles son los espacios geográficos que escenifican la estructuración del modelo eléctrico privado y permiten elucidar la asociación espacial entre los subsectores de la generación y el transporte? Para el ámbito de la generación eléctrica, son las regiones del Comahue, Noroeste, Buenos Aires y Litoral las que concentran tanto la adquisición de las unidades generadoras más competitivas que poseía el estado nacional como la radicación de las nuevas. Por lo general, las decisiones de inversión se vieron ligadas a la integración con la industria del petróleo y el gas y a las estructuras preexistentes del transporte eléctrico: en el caso de las dos primeras regiones, los factores incentivos fueron el aprovechamiento en origen de los recursos energéticos y el de la capacidad disponible de transmisión en alta tensión hacia el centro de carga del sistema; en el caso de las otras dos, las razones se hallaron en la existencia de contratos de compra de gas a bajo precio como resultado de la subutilización de los gasoductos en determinadas épocas del año y en las restricciones del transporte provocadas por la sobreinversión en usinas en las regiones del Comahue y del Noroeste (Romero, 1998)¹¹.

En relación con las ampliaciones de la red de transporte en extra alta tensión, existió en su desarrollo espacial una fuerte dependencia del desarrollo espacial habido en el área de la generación. Los espacios que concentraron el aumento de la oferta eléctrica son los que impulsaron el montaje de nuevas líneas para aumentar la capacidad de evacuación de la energía desde las zonas productoras netas y hacerla llegar hasta el centro de cargas; esto se corroboró, principalmente, como ya hemos comentado, en las regiones del Comahue y el Litoral. De este modo, la red de transmisión siguió exhibiendo una forma radial con su nodo central en la Región Metropolitana de Buenos Aires, un diseño que daba respuesta solo a los grandes requerimientos de la energía, en perjuicio de las regiones de menor consumo, e ignoraba la integración eléctrica del país (De Dicco, 2011; FUNDELEC, 2012). La acotación de caminos a la circulación

8. Entre 1993 y 1994 ingresan en servicio cuatro grupos de Piedra del Águila que aportan 1.400 Mw al sistema.

9. Cuando comienza a operar una restricción en la transmisión, entonces, se restringen las exportaciones de los generadores del área oferente neta, provocándose una caída de sus precios que beneficia a los demandantes de esa área y perjudica a los generadores de la misma; por otra parte, en el área importadora sujeta a restricción los demandantes deben pagar mayores precios y los generadores que antes no salían a despacho por ser de alto costo, son llamados a despachar (Landrein, 1998:12).

10. Según datos del Censo Nacional 1991, la cobertura del servicio eléctrico llegaba al 93,5% de las viviendas (en Bonofiglio y Nahón, 2007).

11. Una nota de 2003 publicada en el Diario Clarín indicaba que: "Pese a que tiene una potencia de generación de 5.327 MW, la capacidad de transporte en el Comahue es de sólo 4.600 MW. Lo mismo se da en el NOA: frente a una capacidad instalada de 1.713 MW, la red de transporte sólo permite movilizar 600 MW" (Clarín, 21/10/03).

de la energía, junto con la alta concurrencia de centrales en las cercanías de los puntos de conexión, también ha provocado la subutilización de máquinas generadoras, que pasaron a reserva, y de recursos energéticos del país, a la vez que se han verificado demandas insatisfechas en lugares con déficit de infraestructura eléctrica básica.

Diversos estudios (Romero, 1998; Pistonesi, 2000 y 2001; Nicchi, 2004; Lenguitti y Cebreiro, 2005; FUNDELEC, 2007) concuerdan en aseverar que los problemas suscitados a la hora de impulsar las inversiones requeridas en transporte para lograr un funcionamiento adecuado del sistema eléctrico como un todo, residieron en la ineficacia del diseño de los procedimientos y de los arreglos institucionales. Entre las contradicciones elementales que expuso este modelo, destaca crucialmente la cuestión de que las deficiencias en el soporte de transmisión, constatadas en las variables topológicas de la red, inhiben la materialización de las transacciones del mercado, que es justamente la entidad que le otorga el fundamento esencial a las fuerzas del desarrollo eléctrico. En especial, las constricciones a la circulación de la energía bloquean la formación de las condiciones materiales necesarias para trasladar a los usuarios cautivos, a través de las tarifas, los beneficios resultantes de la competencia originada en el eslabón inicial de la cadena productiva de la electricidad, el de generación.

Veamos qué aspectos legales y regulatorios han denotado la mencionada falta de eficacia. Para empezar, la Ley N° 24.065/91, de Régimen de la Energía Eléctrica, estipuló que las tarifas cobradas en concepto de transporte se fijan en función de la cobertura de los costos de operación y mantenimiento de las líneas y las estaciones transformadoras, sin incluir en ellas los costos de ampliación del sistema. Las inversiones destinadas a la expansión de las redes no son responsabilidad de las transportistas, sino que deben ser solicitadas, decididas y financiadas por aquellos agentes del sector interesados en tal o cual obra, estableciéndose una variedad de métodos de ampliación que se distinguen según el monto de la inversión y la forma en que se toman las decisiones para solventarla: *acuerdo entre partes*, *concurso público* y *ampliación menor* (Sitio de Transener). El mecanismo del *acuerdo entre partes* determina que son precisamente las partes interesadas las que consensúan la ampliación propuesta por alguna de ellas y cargan con el pago de la construcción y que el resto de los usuarios de la red podrá disponer de esas nuevas instalaciones sin incurrir en costo alguno. En el *concurso público*, que ha sido el procedimiento más usado para concretar obras de escala, son los agentes que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) identifica como beneficiarios los que deben hacerse cargo de la inversión, en cuotas proporcionales al aprovechamiento de la ampliación y con la previa aprobación de al menos el 70% de los beneficiarios. La *ampliación menor*, por su propio objeto, no tuvo un impacto significativo en la expansión del transporte. En todos los casos, los procedimientos contemplan instancias de evaluación técnica y audiencia pública previas a la autorización de realización de la obra.

Un punto importante es que los agentes a los cuales compete financiar la ampliación, solo califican como beneficiarios eléctricos, es decir que únicamente se benefician por el derecho a usar las nuevas instalaciones, pero carecen de derechos de usufructo sobre las mismas. El hecho de que la regulación haya optado por determinar a los agentes inversores a través de la utilización de las líneas y demás artefactos, y no a través de quienes las explotan y se benefician económicamente es, en opinión de Lenguitti y Cebreiro (2005:12), el problema fundamental de la desinversión en el sistema de transporte. Estos autores critican la falta de racionalidad competitiva del esquema de crecimiento, dado que la legislación ordenó a las empresas transportistas el deber de garantizar el libre acceso a la capacidad remanente en las redes, lo que significa que los usuarios preexistentes cargarían con el financiamiento de la construcción de unas infraestructuras que podrían favorecer la instalación de potenciales competidores. Luego, concluyen que ningún agente económicamente racional estará dispuesto a invertir en una obra sobre la que no tendrá derechos de propiedad.

Las prescripciones del marco regulatorio, incluso, habilitaron, al menos en ciertos tramos de las redes, un efecto perjudicial sobre la conservación de la capacidad de transporte que fue adjudicada en las respectivas concesiones. Chisari y Rodríguez Pardina (1998:35) advertían que las empresas transportistas comenzaron a actuar sobre una infraestructura de líneas y equipos preexistente sin una definición explícita de las responsabilidades de tales firmas sobre la reposición o reemplazo de esos activos. De este modo, se introduce un grado de separación entre la responsabilidad por la operación y el mantenimiento y las decisiones de inversiones en el sistema (Chisari y Rodríguez Pardina, 1998:8). Se edita, aquí, bajo las formas institucionalizadas de la capitalización del sector eléctrico argentino, una disyuntiva clásica entre *reposición* y *reparación* del capital fijo.

El efecto combinado de estas reglas y mecanismos indujeron en los agentes privados un comportamiento reticente a la inversión en esta área. Debe tenerse en cuenta, además, que las enormes distancias que separan al centro de consumo del sistema eléctrico, la Región Metropolitana de Buenos Aires más otras aglomeraciones urbanas de la región pampeana (70% de la demanda), con las áreas excedentarias más importantes del país, las regiones del Comahue y del Litoral (35% de la oferta), donde se emplazan los núcleos de producción de hidroelectricidad, ameritan la construcción de una infraestructura de gran escala, lo que implica, a su vez, inversiones muy costosas, plazos extensos de trabajo, mayor cantidad de pérdidas por disipación, entre otros factores que, en un esquema de competencia como el que fue diseñado, representan condicionantes rigurosos para la concreción de las obras de integración energética regional.

En suma, la regulación específica del sistema de transporte contuvo en su estructura interna contradicciones difíciles de concebir en una pretendida economía abierta a la ordenación del mercado. La complejidad de los procedimientos de ampliación ha sido defendida aduciendo que esta intentó evitar un sobreequipamiento que luego deberían sufragar los consumidores en su mayor parte (Pistonesi, 2000). Cualquiera sea el caso, los resultados obtenidos distaron mucho de lo esperado en términos de calidad y confiabilidad del abastecimiento, equidad interregional y uso racional de recursos energéticos potencialmente explotables. El fenómeno de la evolución diferencial entre los subsectores de generación y transporte, que se manifiesta como un desequilibrio en la inmovilización de las distintas especies de capital fijo de gran escala dentro del sistema eléctrico, con su correlativa expresión geográfica en la red desigualmente producida, constituye el gran fracaso del modelo privatista-mercantil.

Fase de reversión de desigualdades espaciales (2005-2013)

En 1999, a petición del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), la Secretaría de Energía crea el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) con el propósito de financiar las costosas ampliaciones estratégicas del sistema de extra alta tensión que los mecanismos de competencia instituidos por el modelo de la reforma no habían conseguido promover. Para alimentar el FFTEF se estableció un cargo de 0,6 \$/Mwh adicional a los 2,4 \$/Mwh con los que se gravan las operaciones de compra de energía en el MEM y que se almacenan en el Fondo Nacional de la Energía (Sitio del CFEE). El CFEE elaboró el Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica en 500 kV (PFTEE), seleccionando las obras prioritarias para el mejoramiento de la calidad y la seguridad del aprovisionamiento, la interconexión de regiones eléctricas y la reducción de costos de despacho. Aunque el semiciclo económico integrado por (i) la fase recesiva de 1998-2001; que marca el desmoronamiento del régimen de la Convertibilidad, hasta que llega a su fin el 1° de enero de 2002, dando paso a la salida devaluatoria que regenera las condiciones para una nueva acumulación; y (ii) la fase crítica de 2002-2003, que arrastra las tensiones sociales y la conflictividad de la readaptación que impone el giro macroeconómico, conllevó graves dificultades financieras y una incertidumbre que mantuvieron en suspenso la puesta en marcha del PFTEE.

Pero, desde 2004, el año de lanzamiento del Plan Energético Nacional (PEN) -que ofició de marco general de las políticas y programas sectoriales que han venido sucediéndose hasta la actualidad- la recaudación del Fondo de Transporte, participando con las proporciones mayoritarias en la arquitectura de financiación, hizo posible ejecutar tres importantes obras del PFTEE y empezar a sustanciar el adeudado desarrollo de este segmento de actividad. En diciembre de 2005, se produce el primer hito relevante del PFTEE al concluirse la línea Choele Choel-Puerto Madryn, que desde el año 2006 interconectó al sistema patagónico (MEMSP) con el SADI. Posteriormente, se construyeron y entraron en servicio las líneas Mendoza-San Juan (2007) y Recreo-La Rioja (2009) (Sitio de Transener).

Otros avances se consiguen en 2008, un año excepcional en cuanto al elevado monto de las inversiones sufragadas, pero ya no con los aportes del FFTEF, sino con recursos financieros del Tesoro Nacional. Se trata del ingreso en servicio de la "Tercera Línea" Yacyretá-Buenos Aires; que permitió adquirir excedentes de la oferta de generación de Yacyretá, que tendía al aumento a medida que la cota del embalse se iba elevando hasta llegar a su valor máximo en 2011; y de la Línea Puerto Madryn-Pico Truncado, que prosigue expandiendo hacia el sur el sistema de extra alta tensión.

En la última fase del PFTEE, van culminando otros tres proyectos de envergadura con aportes de fuentes diversas (Tesoro Nacional, BID, Fondos SALEX, Estados Provinciales, privados, etc.): Línea Comahue-Cuyo, Línea NEA-NOA (ambas en servicio desde 2011) y Línea Pico Truncado-Río Gallegos-Río Turbio (tramos construidos, aún no ingresados en servicio). El transporte de energía eléctrica desde la cuenca del Comahue a Cuyo posibilita su consumo directamente en dicha región o su descarga hacia la zona centro por un canal alternativo que ayuda a descongestionar el corredor Comahue-Buenos Aires. La interconexión del NEA y el NOA logra el definitivo cierre en anillo en la región norte del país. Y con las extensiones de la Línea Pico Truncado-Río Gallegos-Río Turbio, se dispondrá de la energía de la central de Río Turbio y la zona sur de la provincia de Santa Cruz quedaría acondicionada para la futura explotación de sus recursos hidroeléctricos, térmicos y eólicos.

Las cifras del recuento de ampliaciones del PFTEE muestran unos valores elocuentes. En los siete años que van desde 2005 a 2012, la longitud de las líneas de extra alta tensión se expandió de 9.669 km a 13.762 km y la capacidad de transformación del sistema lo hizo de 11.550 MVA a 16.400 MVA; esto significa, variaciones próximas al 42% en uno y otro caso (datos de CAMMESA, 2013). Es decir que en la fase de estancamiento del sector eléctrico, y en un tiempo más acotado, casi que se duplican los principales indicadores del crecimiento del sistema de transmisión en extra alta tensión en comparación con la etapa de la presunta mayor adecuación en el modo de desarrollo de la Convertibilidad, que, justamente, trajo a la vida la reforma: 2.477 km de líneas y 2.250 MVA de transformación incorporados en 1992-2001 *versus* los 4.093 km y 4.850 MVA incorporados 2005-2012, que representan tasas de crecimiento anual, respectivamente, del 3,34% y 2,48% en 1992-2001 y del 5,17% y 5,14% en 2005-2012. Pero, además del marcado contraste cuantitativo, las ampliaciones también convalidaron un cambio cualitativo. La red de extra alta tensión cambió sustancialmente de forma, evolucionando desde la arquitectura radial que fuera consolidada en la década de los noventa hacia una arquitectura compuesta por anillos (FUNDELEC, 2012). De este modo, los circuitos del flujo eléctrico se multiplican, aliviando la carga de ciertos tramos de la red que operaban en condiciones de saturación, aumentando las posibilidades de canales del intercambio, consiguiendo evacuar hacia zonas importadoras la energía generada por unidades eficientes y mejorando la confiabilidad del suministro sensiblemente.

Al revés de lo sucedido en la década anterior, es ahora el área de transporte la que crece y el área de generación la que permanece estancada. De hecho, entre 2002-2007,

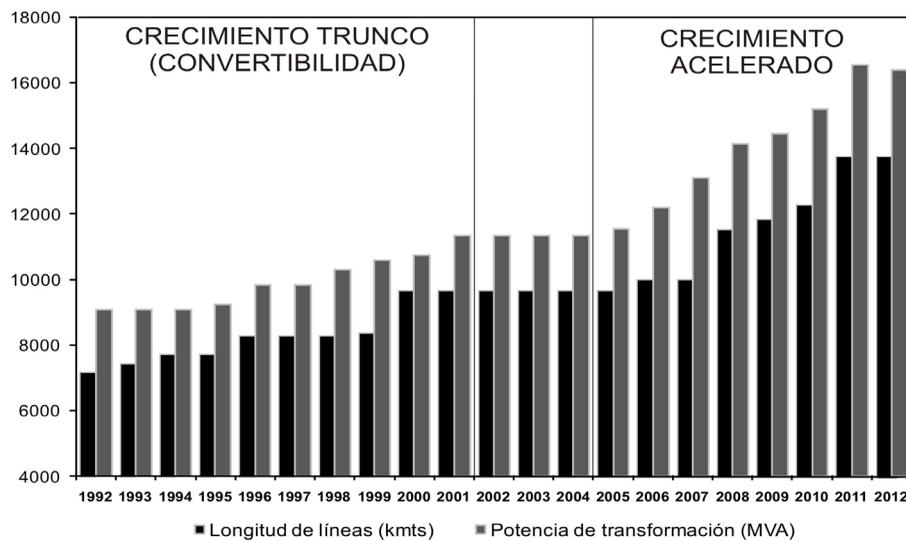


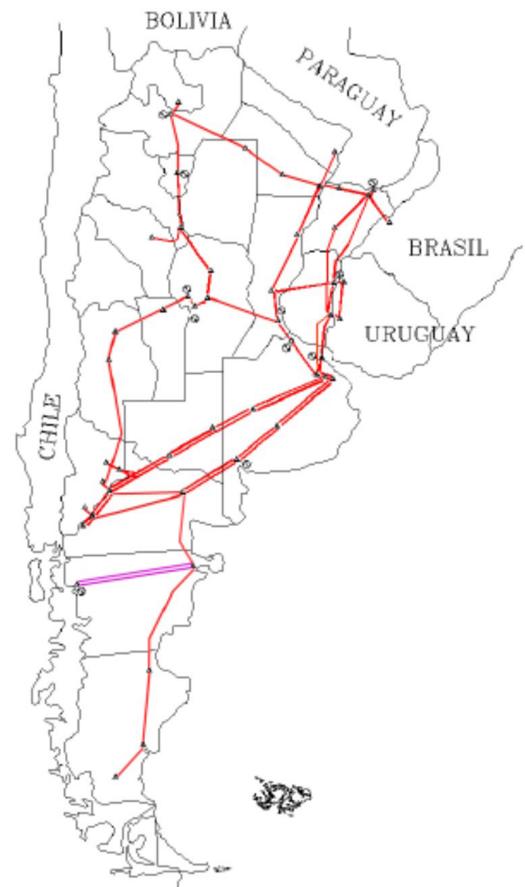
Figura 1. Evolución de la longitud de líneas de extra alta tensión (500kV) y capacidad de transformación del sistema de transporte eléctrico argentino, 1992-2012. Fuente: elaboración personal con datos de CAMMESA (2003 y 2013).

la potencia instalada queda envuelta en una parálisis que, ante el sostenido aumento del consumo de electricidad, pone en estado de emergencia a la totalidad del sistema. Además de la obvia necesidad funcional de expandir un segmento de infraestructura que no se había expandido, un factor que ayuda a entender este comportamiento inverso está en la desproporcionalidad intrasectorial promovida por la racionalidad competitiva del modelo de gestión energética en los noventa. La sobreinversión en el segmento de generación permitió, pues, contar con el respaldo suficiente de potencia para atender durante algún tiempo la demanda creciente del período de reactivación que arranca en 2003. Así es que los esfuerzos de la planificación se centraron primariamente en dar solución efectiva a las deficiencias de la red de transporte, priorizando la ampliación de corredores congestionados, para permitir evacuar excedentes de potencia de las áreas exportadoras, y la construcción de líneas que rompan la situación de aislamiento o de debilidad de vinculación en la que se encontraban varias provincias.

Ahora bien, luego de 2007, se advierten limitaciones en el modo de desarrollo que impulsan cambios en la orientación de las políticas del sector. Por una parte, al ir consumiéndose las reservas de potencia efectiva y no alcanzarse aún un despliegue considerable de la red de transporte, el sistema en su conjunto se ve inducido a operar al límite de su capacidad y el eje de las preocupaciones se desplaza hacia el sector de la generación. Por la otra, hacia el año 2011, la situación económico-financiera empieza a emitir algunos signos de erosión que dificultan el destino de nuevas partidas para la realización de obras pendientes del PFTEE. En esas circunstancias, es relegado el montaje de infraestructura de transporte en una serie de zonas críticas de la red que habían sido incluidas originalmente en el PFTEE, o en posteriores reformulaciones, y la planificación pone el énfasis en la aplicación de programas destinados a desarrollar el área de la generación. Podemos resumir esta programación en cuatro líneas específicas de actuación: i) repotenciación y construcción de centrales contempladas en el PEN, ii) programas de Generación Distribuida de ENARSA, iii) construcción de dos grandes centrales termoeléctricas (San Martín y Belgrano) del FONINMEM (Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista) y iv) Programa Energía Plus (Sitio de ENARSA, Schneider, 2008; Klitenik *et al.*, 2009; Bernal y De Dicco, 2013). En relación con los inconvenientes que demoran la concreción de obras de escala en las redes de transporte, afectando el estado general del suministro eléctrico en algunos puntos especialmente críticos, interesa destacar el papel que ha venido cumpliendo el paliativo de la generación térmica distribuida. En esos nodos problemáticos de las redes, la instalación



1998



2013

de usinas transportables de baja o mediana potencia permite una respuesta inmediata para satisfacer la demanda creciente de energía y compensar desniveles de tensión, a diferencia de los extendidos plazos que insume la construcción de grandes obras.¹² El cambio fisonómico de las redes asociado al aumento de densidad de nodos del segmento de generación eléctrica representa un fiel indicador de la conservación del aspecto en secciones de la red de transporte donde las limitaciones del modelo energético postergan la realización de obras necesarias.

Si los mecanismos de capitalización del sector eléctrico ensayados en la década del noventa impulsaron el aumento de la desigualdad en el desarrollo geográfico de la red de transporte, al punto de que ciertas aglomeraciones nodales estratégicas que concentraron inversiones de escala quedaron expuestas a sufrir desvalorización por el desequilibrio en la formación de las subespecies del capital fijo sectorial, la gestión estatal de la crisis energética que se avecina con la salida de la Convertibilidad, luego de un período de readaptación sistémica en el que prácticamente se petrifica el flujo de las inversiones en nuevas infraestructuras, actúa en un sentido contrario, favoreciendo la previamente malograda dispersión geográfica de líneas y equipamiento de transmisión, una iniciativa que cambia la morfología del SADI y optimiza la circulación de la energía. Sin embargo, las fuerzas de reversión del desarrollo geográfico desigual del transporte eléctrico hallan limitaciones estructurales que obligan a modificar la orientación de las políticas de gestión de la emergencia energética en las zonas del país en las cuales todavía no se resuelve el déficit de soportes técnicos.

Figura 2. La red de transporte eléctrico argentino en alta tensión (500kv) en 1998 y 2013. Fuente: ENRE (1999) y Sitio de CAMMESA.

12. Aunque nos concentramos en los problemas particulares del transporte, los equipos de generación distribuida también fueron conectados en redes de distribución.

Allí donde la generación local de centrales fijas o la capacidad de la transmisión son insuficientes para alimentar a la demanda, se instalan usinas térmicas de generación distribuida que mitigan los efectos perjudiciales del subdesarrollo sectorial y promueven un cambio morfológico y funcional alineado con la dispersión geográfica de objetos y acciones en la red.

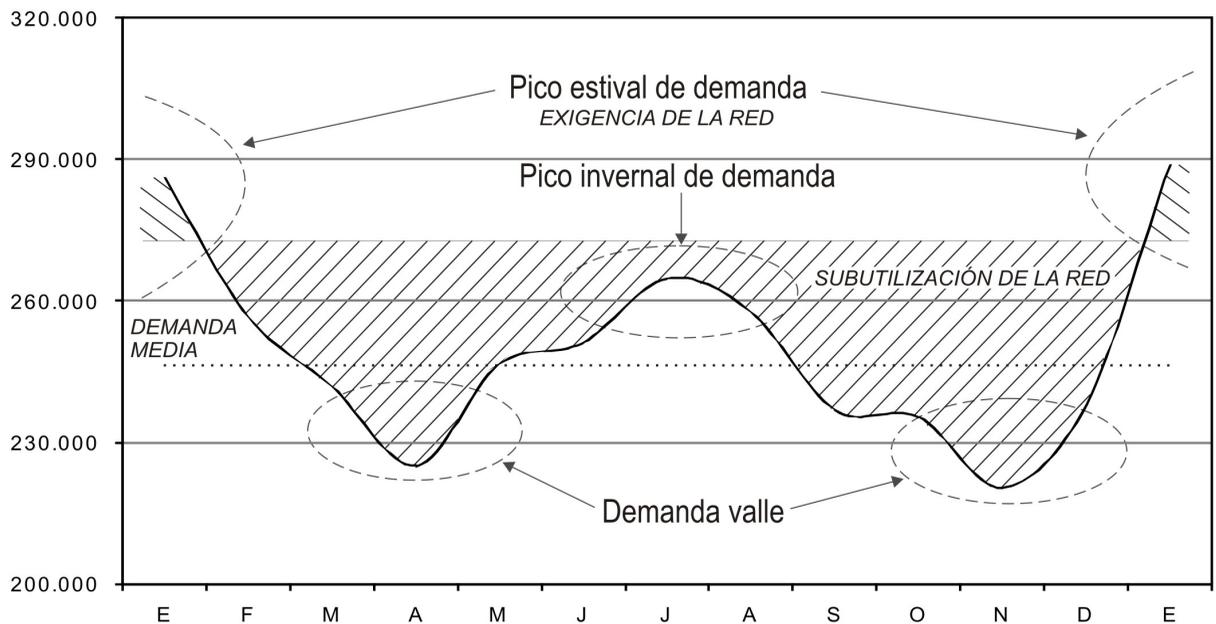
El retraso relativo del transporte eléctrico en la región atlántica bonaerense

Caracterización del abastecimiento eléctrico de la región atlántica bonaerense

Según denominaciones habituales del sector, la región atlántica de la provincia de Buenos Aires está representada por el área de concesión de la distribuidora EDEA, que presta el servicio en 32 partidos del sudeste bonaerense. Al interior de esta región, la franja del litoral marítimo que se extiende desde la localidad de San Clemente del Tuyú, en el Partido de La Costa, hasta la ciudad de Necochea, en el partido homónimo, es referenciada como *costa atlántica*. La costa atlántica constituye el principal espacio del turismo interno. A raíz de este carácter territorial dominante, el comportamiento energético exhibe una curva de carga con una estacionalidad pronunciada durante la temporada estival. La demanda de energía de verano se ubica 20% por encima de la media anual y más de 30% arriba de la demanda valle, la demanda pico de potencia, ligeramente mayor, resulta en verano 22% mayor a la media de picos diarios y 33% a los valores mínimos de potencia pico sobre la base de datos de CCA, 2007-2010). Además, el nivel de consumo eléctrico de la región atlántica; en gran parte impulsado por la dinámica de las ciudades intermedias emplazadas en la zona costera, con la localidad de Mar del Plata como centro urbano regional; se ubica en séptimo lugar en el ranking de la demanda de energía de las zonas eléctricas del país (datos de SE, 2013). Es decir que la variabilidad opera sobre unos valores de consumo considerablemente altos para el contexto nacional y que la dinámica de la costa atlántica es tan fuerte que logra gobernar la situación energética de toda la región.

El impacto de esta clase de estacionalidad sobre la estructura del suministro de electricidad es evidente. El área rayada de la Figura 3 representa las dos caras del comportamiento estacional en el abastecimiento de la energía eléctrica (la línea que separa a ambas áreas solo pretende indicar la existencia de los hechos y no un valor exacto de corte). Por un lado, la capacidad de las infraestructuras tiende a saturarse en el breve lapso en que la demanda es máxima; sufriendo exigencia en el funcionamiento, desgaste y eventuales roturas y fallas y originando una baja calidad del servicio. Por el otro, la subutilización de las instalaciones físicas e inmóviles de la red que deben preservarse sobredimensionadas de forma inevitable durante el resto del año, cuando el consumo se relaja, sin posibilidad de comprometerse productivamente con el capital circulante o haciéndolo de una forma muy ineficiente. Por la unión de ambos efectos, el capital se desvaloriza: sea por un sobreesfuerzo que acelera su desgaste y acorta su vida útil, sea por el subconsumo que lo margina de la producción y ralentiza el retorno de las inversiones. Se trata, entonces, de condiciones regionales de la valorización del capital sectorial que ofrecen en su conjunto una tasa de ganancia debilitada.

No obstante, el proceso de reestructuración y privatización de la década de los noventa, que se basó desde un principio en la instrumentación del desarrollo geográfico desigual de la red, desintegró -como hemos dicho- vertical y horizontalmente a las grandes empresas públicas y permitió seleccionar para su adquisición a las unidades de negocio rentables y marginar a las deficitarias. En el caso bonaerense, a partir de



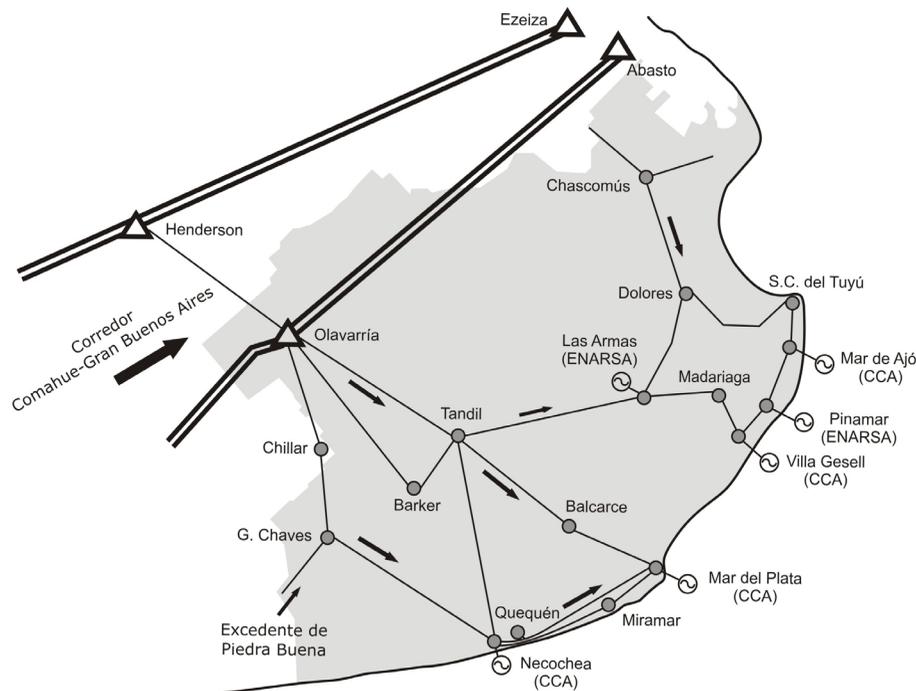
1997, la estatal ESEBA fue segmentada en: i) dos unidades de generación (Piedra Buena y Centrales de la Costa Atlántica), ii) una unidad de transporte (Transba) y iii) tres unidades de distribución (EDEN, EDEA y EDES). Los sectores monopólicos de transporte y distribución fueron transferidos en su totalidad. En cambio, en el sector de generación, la Central Piedra Buena (Ingeniero White-Bahía Blanca) fue privatizada, en tanto que Centrales de la Costa Atlántica (CCA), luego de dos licitaciones declaradas desiertas, permanecieron en poder del estado provincial (Decretos N° 2.261/97 y 2.942/00, Considerandos). La unidad Centrales de la Costa Atlántica fue compuesta por las cuatro centrales térmicas de reserva (Mar de Ajó, Villa Gesell, 9 de Julio (Mar del Plata) y Necochea) que ESEBA poseía en puntos estratégicos del área que concentra el desarrollo urbano-turístico costero.

El abastecimiento eléctrico de la región atlántica se realizaba, principalmente, por medio del grupo de líneas que interconectan al sistema local con el resto de la red provincial y con el SADI (Olavarría-Tandil¹³, Chascomús-Dolores y Gonzales Chaves-Necochea). Como la red de transmisión poseía una capacidad restringida para abastecer la totalidad de la demanda de potencia en las horas pico con energía producida en las áreas excedentarias, para cubrir los incrementos estacionales del consumo se despachaban las centrales de reserva locales, que permanecían inactivas o poco solicitadas durante la restante parte del año (González, com. pers., 2010). El bajo factor de carga y el fuerte atraso tecnológico, vinculados con su posición marginal en el sistema eléctrico nacional, justifican por qué Centrales de la Costa es un caso que va a contrapelo del destino de entrega del patrimonio público que siguieron las unidades monopólicas (y ello sin contar la consolidación en la posición marginal en el MEM una vez producida la modernización tecnológica de otras centrales competitivas del país). Ante estas condiciones particulares, el esquema poco eficaz de competencia aplicado en la ampliación del transporte eléctrico resignificó la posición relativa de la región atlántica bonaerense como un espacio excluido de las corrientes de inversión del capital privado que resultaron formadas por efecto de los mecanismos del desarrollo geográfico desigual.

A poco de producirse la reforma provincial, sobrevino la recesión económica de 1998-2002 y se profundizó la crisis del turismo masivo (provocada por la competitividad de los destinos de turismo externo que originó el régimen de la Convertibilidad),

Figura 3. Demanda eléctrica media mensual de la región atlántica bonaerense (Mwh). El método de ajuste para la construcción de la serie se basa en el sencillo procedimiento de calcular cada una de las puntuaciones de la curva como la media aritmética de los valores mensuales de los respectivos años considerados. Por ejemplo: Demanda del mes de mayo = demanda de mayo 2007 + demanda de mayo 2008 + demanda de mayo 2009) / 3. Para calcular el valor del mes de enero que cierra el ciclo, respetando la progresión histórica, se incorporó excepcionalmente el dato de 2010. Fuente: elaboración personal con datos de CCA (2007-2010).

13. La línea Olavarría-Barker que completa el corredor entró en servicio en el año 2001 (Sitio del FREBA).



REFERENCIAS

- Línea 132kv (Transba)
- Línea 500kv (Transener)
- ➔ Sentido típico del flujo
- ⊙ Generador
- Área de concesión de EDEA

Figura 4. El sector eléctrico en la región atlántica de la provincia de Buenos Aires. Fuente: elaboración personal.

que afectó especialmente a las localidades balnearias de la costa atlántica. Ambos factores distendieron el nivel de la demanda eléctrica. A partir de 2003, sin embargo, la reactivación económica se expresa en una recuperación sostenida del consumo eléctrico que complica el panorama del suministro local y reinstala la necesidad de expandir pronta y significativamente la oferta de energía. En diferentes estudios (Lenguitti, 2003; FUNDELEC, 2005; Lenguitti y Cebreiro, 2005; Arnera y Nizovoy, 2007; EDEA, 2008a; LyF, 2011; MI-GBA, 2012; Transba, 2013), con mayor o menor severidad en el diagnóstico, se ha coincidido en afirmar que las deficiencias acumuladas en el desarrollo de la infraestructura eléctrica básica de la región atlántica bonaerense pusieron a funcionar el sistema en situación de riesgo de desabastecimiento. Un informe elaborado por la Fundación para el Desarrollo Eléctrico en 2004 incluyó a la costa atlántica entre las “zonas más castigadas” por el deterioro del servicio (FUNDELEC, 2004:13) y detallaba que “no tiene posibilidades de operar con criterio de seguridad porque no puede soportar la salida de una línea o un generador en condiciones de alta demanda” (FUNDELEC, 2004:6). En el transcurso de los años de crisis eléctrica, CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista) observó recurrentemente que como consecuencia del incremento de la demanda, tanto en los meses de temporada de verano como fuera de ellos, y de la indisponibilidad de varias máquinas de CCA, se preveía una alta transmisión por el corredor Olavarría-Tandil + Olavarría-Barker, sería requerido el despacho de toda la generación disponible en las horas pico y se presentarían valores de tensión inferiores a los normales (Sitio de CAMMESA). En las siguientes secciones nos dedicamos a analizar (i) las restricciones de la red, (ii) las propuestas de solución del estrangulamiento de la energía basadas en la ampliación de transporte y (iii) las soluciones efectivamente practicadas.

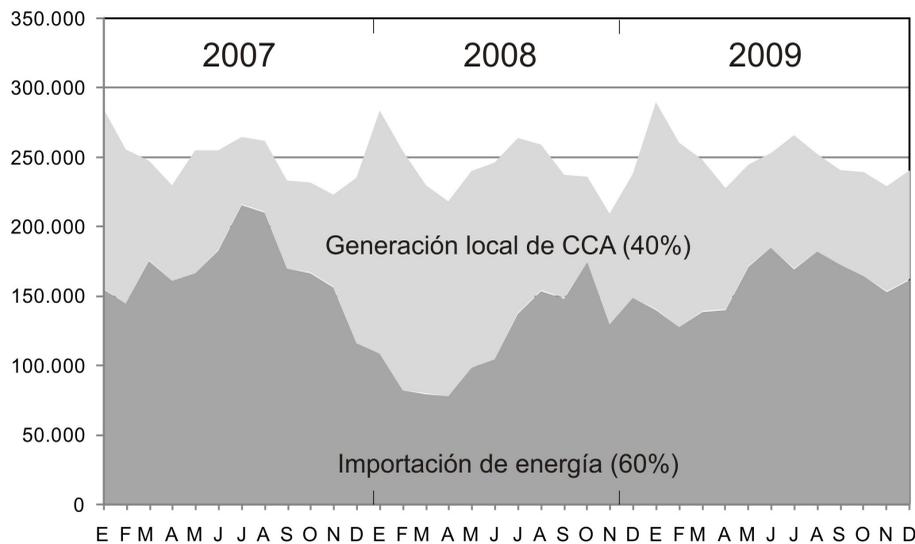


Figura 5. Cobertura de la demanda eléctrica de la región atlántica. 2007-2009. Fuente: elaboración personal con datos de CCA (2007-2010)

Exigencias y restricciones en el sistema local de oferta eléctrica

Para alimentar los niveles crecientes de la demanda después de 2003, la energía del MEM transmitida por las líneas provinciales de Transba resultó insuficiente, tanto por la limitada capacidad técnica de transporte como por el progresivo déficit en la oferta de generación que el país padeció hacia 2007, y debió apelarse cada vez con mayor insistencia a la generación forzada de CCA, lo que marcó una diferencia respecto del formato histórico que las colocaba en la posición de centrales de reserva. La Figura 5 permite visualizar la participación en la cobertura de la demanda eléctrica local que tuvo cada medio principal del abastecimiento en el trienio 2007-2009.¹⁴ En los valores acumulados, la energía importada satisfizo el 60% de los requerimientos y el aporte de CCA cubrió el 40% restante. Se detectan dos claras regularidades en el comportamiento del suministro. Una, la energía que ingresa por líneas de transporte abarca una mayor porción de cobertura de la demanda durante los meses de invierno y primavera, coincidiendo con el período del año en que las principales cuencas hidráulicas del país producen los mayores aportes y en que la demanda de los combustibles líquidos, que se comenzaron a utilizar en la generación térmica como alternativa frente a la escasez del gas natural, se ven expuestos a la competencia en el uso agrícola. En estos meses, la energía importada satisface aproximadamente el 70% de la demanda, alcanzando participaciones hasta del 80%, tal como indican los registros de 2007. La otra regularidad está en la fuerte dependencia de la generación de CCA para alimentar la demanda eléctrica de la temporada estival, sobre todo, la del pico anual del mes de enero, en la que se genera más del 60% de la energía que se consume en el área atlántica.

Esta composición de la demanda es el resultado de las limitaciones agravadas en el sistema de transporte del sudeste provincial. Las restricciones más severas a la emisión de energía del SADI se manifiestan en las líneas de Olavarría-Tandil y Olavarría-Barker, calificadas por Transba como “*vínculos altamente solicitados*” (en Arnera y Nizovoy, 2007) que requieren ser ampliados. El Ing. Armando Lenguitti, Gerente de Planificación y Desarrollo de Transba, sostiene que en la región atlántica las dificultades operativas del transporte por falta de expansión son un problema muy evidente, sobre todo, en la temporada de verano (ENRE, 2001). En relación con el abastecimiento eléctrico del sector norte de la costa atlántica, Alberto Lettieri, presidente de la Federación de Cooperativas del Partido de la Costa, declaraba en 2009 a un medio local, que: “*los canales de transporte de la energía no tienen capacidad suficiente para hacerla llegar al Partido de La Costa*” (Diario en la Costa, 21/04/09). Por su parte, el Arq. Roberto Otero, presidente de la Cooperativa de Agua y Luz de Pinamar (CALP), afirma que el padecimiento del partido de la Costa es extensivo a la realidad de los partidos de Pinamar y Villa Gesell, en

14. Utilizamos la serie 2007-2009, dado que es la única para ambas variables disponibles en la base estadística suministrada por CCA que se encuentra completa. De todos modos, creemos que no afecta la representatividad de lo que intentamos demostrar, la dependencia de la complementación de aportes de generación local y de la energía importada en la cobertura de la demanda eléctrica local.

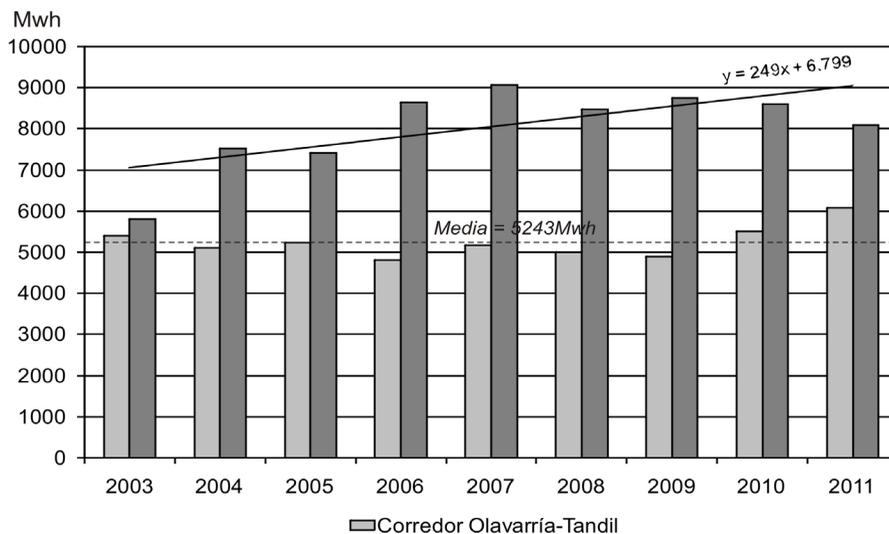


Figura 6. Energía generada por CCA y energía despachada por el corredor Olavarría-Tandil (Mwh). Enero, 2003-2011. Fuente: elaboración propia con datos de CCA.

particular, y de toda la costa atlántica, en general, y comenta que en momentos de demanda alta de energía, “*los cables funcionan al rojo vivo*” [en referencia al sobrecalentamiento por efecto de la sobrecarga] (com. pers., 2013). Frente a las cada vez más frecuentes caídas de tensión producidas por la sobrecarga, y a fines de evitar que se disparen las protecciones que llevarían reiteradamente a cortes del suministro, la autoridad regulatoria aprobó reducir el límite de la tensión mínima admisible de 125 kv a 118 kv (Otero, com. pers., 2013).¹⁵ De esta manera, el sistema continúa entregando energía bajo condiciones operativas subnormales que corroen los componentes técnicos de la red y acortan su vida útil, maximizan las pérdidas por sobrecalentamiento y envían un producto de inferior calidad a las redes de distribución. Debido a la falta de reserva de transporte y transformación, hay crecientes dificultades para disponer de las instalaciones para realizar su mantenimiento (Transba, 2013:13). Además, todavía existe una cantidad considerable de localidades de la zona que exhiben un consumo eléctrico relativamente alto y variable sin vinculación o débilmente vinculadas a la red del transporte provincial.

Ahora bien, más allá de las dificultades que se detectan en ciertos tramos de la red local, es preciso tener en cuenta que las deficiencias infraestructurales del transporte eléctrico en la región constituyen un problema sistémico. Esto se debe, como explican Bour y Carman (2004), a la propiedad física de no direccionalidad que caracteriza a la electricidad, lo que significa que en una estructura en malla no es posible excluir de los flujos de la energía a un conjunto identificable de usuarios. Por lo tanto, una demanda adicional en una localidad vinculada a la red de transporte da lugar a una carga extra en otros de sus nodos. Esta es la situación que se presenta no solo en la costa atlántica, donde los efectos son más notables, sino en toda la provincia de Buenos Aires, y que incita a efectuar una solución simultánea de toda la transmisión y la distribución para alcanzar el óptimo del sistema, un aspecto que, por otra parte, vendría a requerir la reposición del grado de centralización que existía antes de las reformas (Bour y Carman, 2004).

La Figura 6 intenta dar una idea de los límites al aprovechamiento de la energía eléctrica importada por el principal enlace de la región atlántica, comparando la magnitud de sus aportes con la de los entregados por CCA para cubrir la demanda de enero. Allí se ve que, con el paso de los veranos, el despacho de la línea Olavarría-Tandil se mantuvo firme en el orden de los 5.200 Mwh y que, en compensación, la generación despachada en enero por CCA debió aumentar continuamente desde 2003 a 2007, año en el cual toca un máximo, para estabilizarse en un valor que ronda los 8.500 Mwh. A partir de 2010, por el incremento de oferta de energía del SADI, el despacho del corredor Olavarría-Tandil levanta los valores de contribución absoluta y relativa y la generación de CCA se distiende moderadamente.

15. El Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte por Distribución Troncal (Anexo 16.7 de Los Procedimientos) de CAMMESA, establece que la tensión debe permanecer dentro de una tolerancia de $\pm 5\%$ respecto de los 132 Kv, esto es, entre un máximo de 138,6 Kv y un mínimo de 125,4 kv) (Sitio de CAMMESA).

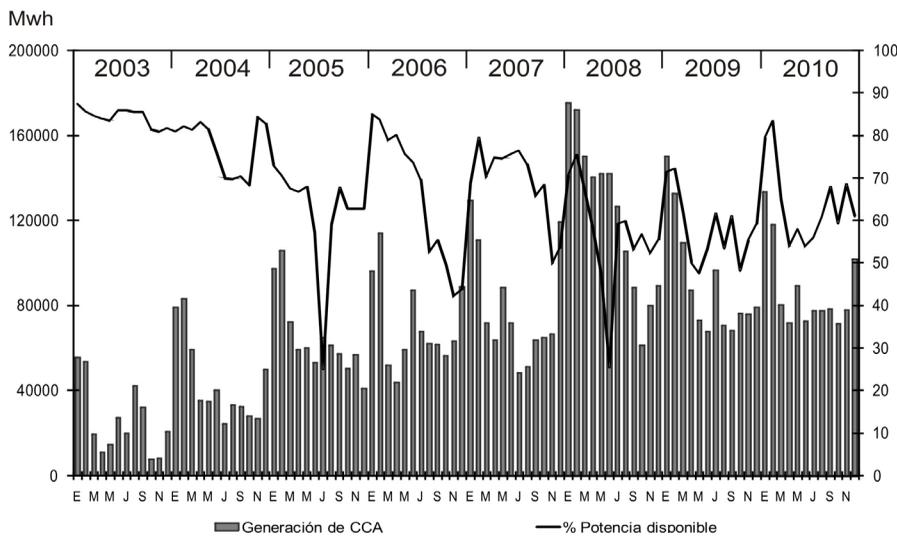


Figura 7. Generación de CCA (Mwh) y Potencia disponible (%). 2003-2009. Fuente: elaboración propia con datos de CCA (2008-2010).

Pero el recurso a las centrales locales no solo se da en verano. La demanda creciente incitó una dependencia igualmente creciente de la generación de reserva de CCA a lo largo de todos los meses del año, conservando la regularidad del ciclo. La extraordinaria evolución de la generación mensual de energía en el período de la emergencia puede comprobarse en la Figura 7. En los cinco años comprendidos entre 2003 y 2008, el momento del mayor despacho, la producción eléctrica crece un 372%. En la etapa de estancamiento en la oferta de generación, las unidades debieron funcionar a máxima capacidad, despatchando energía prácticamente todo el día, sin contar con reserva de potencia, con altos riesgos de rotura derivados de la exigencia y sin posibilidad de respetar el calendario de mantenimiento y reparaciones (CCA, 2007). El Informe Operativo de CCA de enero de 2008, ponderaba la respuesta satisfactoria que habían tenido las unidades de generación frente a la intensidad del verano, pero, también expresaba en tono de alarma que “no se sabe cuáles serán los costos de semejante desgaste, sobre todo, para las unidades turbogas que están diseñadas para funcionar en el horario pico y no como unidades de base” (CCA, 2008). Además, como el mecanismo del despacho económico fija el precio de la energía según el costo de la última máquina que ingresa al sistema, recurrir a la generación forzada de CCA encarece el valor de toda la energía consumida en el MEM (FUNDELEC, 2004).

El retroceso del 26% que experimenta la generación eléctrica de CCA en 2009 y del 3,5% nuevamente en 2010, se debió a la menor cantidad de horas en que fueron despachadas las unidades por requerimientos del MEM, en concordancia con el destrabe de la oferta a nivel nacional, aunque, en cambio, en dicho año volvió a aumentar la cantidad de horas en que funcionaron por necesidades técnicas de la zona (CCA, 2009 y 2010). En dicho período de relajación, la distensión se reconoce, básicamente, en los meses de máxima demanda de la temporada estival, mientras que los aportes permanecen en un valor constante durante el resto del año. La Figura 7 también muestra la evolución de la potencia disponible. Allí se advierte que conforme crece la generación, lo que implica un aumento constante del factor de utilización, el esfuerzo al que se someten las diversas máquinas deteriora el grado de disponibilidad del parque, que pasa de una media del 84,4% en 2003 a una media mínima del 58% en 2009 y del 64% en 2010. Interesa ver que, pese a la relativa liberación de carga que se da desde 2009, la potencia disponible permanece en descenso, lo que informa sobre los resultados de la aceleración del desgaste de una maquinaria basada en una tecnología que no se encuentra preparada para la operación que debió a soportar. La leve mejoría de 6 puntos porcentuales de 2010, es un valor que no alcanza a quitar a las centrales del rango del deterioro acumulado y que resta niveles de maniobrabilidad y seguridad al suministro. La indisponibilidad creciente tiene graves implicancias económicas porque dejan de percibirse ingresos por la remuneración de potencia puesta a disposición del despacho.

El factor que ayuda a comprender la sobreexigencia viene dado por el hecho de que en una primera etapa del período -que coincide con la fase de estancamiento de la oferta a escala nacional (2002-2007)- la potencia instalada permaneció casi invariable, de modo que todos los esfuerzos necesarios recayeron sobre las mismas unidades de generación. Esto significa que una potencia casi intacta debió enfrentar año tras año la superación de la demanda máxima de potencia que acompañó el crecimiento del consumo eléctrico. Hacia 2007, la reserva de potencia de los momentos pico quedó reducida prácticamente a cero. A partir de 2008, comienzan a producirse saltos discretos de la potencia instalada de relativa magnitud, originados por medidas paliativas (generación distribuida) y estructurales (repotenciación de la Central Villa Gesell de CCA), que permitieron seguir atendiendo las necesidades locales de energía y contar con algunas variantes para rotar las unidades a despachar frente a los inconvenientes de indisponibilidad que sufre CCA. Una última dificultad que han soportado las centrales locales, como parte de un hecho generalizado en el parque térmico nacional, se relaciona con el consumo creciente de combustibles líquidos. Al sustituirse el gas natural por gasoil o fueloil, no solo se incrementa el costo de la generación, que puede multiplicarse hasta cuatro veces, sino que también se afecta negativamente la mecánica de los equipos, provocando mayor probabilidad de fallas y perturbaciones y obligando a acortar los períodos de operación para realizar tareas de limpieza, reparación y mantenimiento, lo que redundará, a su vez, en costos adicionales de producción.

Resumiendo, para poder cumplir con los requerimientos del aprovisionamiento eléctrico de la costa atlántica, la infraestructura regional de transmisión -con capacidad constante- y de generación -con capacidad constante hasta 2006 e incrementada desde entonces- debió operar al límite; promoviendo un uso inadecuado de las instalaciones que acelera el tiempo de desgaste físico, careciendo de niveles de reserva para enfrentar contingencias simples, incurriendo en mayores costos de operación, mantenimiento, combustible, etc., y perdiendo confiabilidad en el servicio.

Ampliar el sistema de transporte: el desarrollo pendiente

Un escenario con las restricciones que hemos descrito, disponía de razones de sobra para justificar ampliaciones estratégicas en los sectores de transporte y generación de la región atlántica. Algunas de las obras propuestas se habían sugerido o planificado, incluso, en un tiempo bastante anterior al de la emergencia energética, con el fin de dar respuestas a los picos de la demanda del verano, y hallaban ahora un contexto que revitalizaba la discusión recurrente sobre la necesidad de efectivizar soluciones técnicas adecuadas de largo plazo para superar los escollos del abastecimiento, formados históricamente y empeorados por la coyuntura económica del cambio de modo de desarrollo. Aquí nos enfocaremos, de manera exclusiva, en los proyectos del transporte eléctrico.

Una de las soluciones planteadas al encorsetamiento regional de la electricidad viene dada por la interconexión de la región al SADI, esto es, mediante el tendido de una línea de extra alta tensión en 500 kv que permita ampliar la capacidad de transmisión de forma sustancial, a la vez que se alivian las cargas en las líneas sobreutilizadas de la red provincial de 132 kv de Transba y en los transformadores saturados. Originalmente, el notable desarrollo urbano-turístico que venían evidenciando los principales asentamientos de la zona (Mar del Plata, Villa Gesell, San Bernardo, Mar de Ajó, Pinamar, entre otros) en la década del ochenta, y que alentaban un fuerte aumento del consumo eléctrico estival, motivó que, ya por entonces, la ampliación ingresase en la carpeta de obras previstas para un futuro próximo (González, com. pers.; Otero, com. pers.). Las reformas neoliberales de la economía argentina y del sector eléctrico plasmaron una lógica de crecimiento que, por las razones analizadas en la primera parte, hacía inviables las grandes inversiones de capital en emprendimientos con tendencias a la subutilización y la desvalorización.

El PFTEE, formulado en el año 1999, contuvo entre sus obras seleccionadas la iniciativa de construir la *interconexión atlántica* al SADI a través de la ciudad de Mar del Plata. El agotamiento de la Convertibilidad y la profunda crisis que trajo aparejada, sin embargo, hicieron naufragar toda tentativa de concretar las acciones de la planificación sectorial. Pero, al final, la emergencia eléctrica local de la Posconvertibilidad, que marcó limitaciones físicas no solo en el verano, sino en todos los meses del año, puso sobre la mesa el debate sobre la factibilidad de construir esta línea indispensable para el desarrollo de la región.

Más allá de las diferencias técnicas, referidas al punto de enlace de la costa atlántica con el sistema nacional, existe consenso entre los actores del sector y de la gestión sobre las bondades del proyecto. En opinión de EDEA, esta obra es considerada como “la solución definitiva al recurrente déficit de oferta que por décadas viene manifestándose cíclicamente en la región atlántica” (EDEA, 2008a). En palabras del Sr. José Rigane, Secretario General del Sindicato de Luz y Fuerza Mar del Plata, representa “una solución de fondo [que] daría una idea de resolución final”, y agrega que “de esta manera todo el centro-sudeste estaría en un anillado donde difícilmente falte energía en algún momento y que finalmente se tendrá que hacer” (La Capital, 04/10/06). En ocasión de celebrarse en Mar del Plata la reunión plenaria del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, el Ing. Daniel Cameron, Secretario de Energía de la Nación, dijo que la línea de 500kv es “la solución final para el abastecimiento de la costa” (La Capital, 07/04/06). Una consideración idéntica emitió poco tiempo después la Ministra de Infraestructura bonaerense, Arq. Cristina Álvarez Rodríguez, al valorar este proyecto como “la solución definitiva para la próxima década a los problemas del abastecimiento eléctrico en la costa bonaerense” (MI-GBA, 2008).

En los estudios técnicos que en 2003 emprendió el CFEE a pedido de la Secretaría de Energía, con miras a subsanar el retraso en el rubro de transporte, se incluyó el proyecto como una solución de largo plazo, manteniendo las estaciones transformadoras de Abasto y Mar del Plata como los nodos más convenientes a ser interconectados por la futura línea. Los resultados fueron publicados al año siguiente en el documento intitulado “Revisión de la Priorización de Obras del Plan Federal de Transporte Eléctrico II 2004-2010” (CFEE, 2004). Complementariamente, la propuesta de solución integral consideró el tendido de una línea de 132 kv entre Mar del Plata y Villa Gesell para evacuar hacia la costa norte la energía del MEM que transportará la LEAT (Línea de Extra Alta Tensión) y para concretar una unión directa entre ambos subespacios. Como opción de corto plazo, se adjuntó una propuesta planteada por EDEA de montaje de un corredor adicional en 132 kv entre Olavarría y Mar del Plata, que habría de consistir en dos tramos, una segunda línea Olavarría-Tandil y una línea Barker-Mar del Plata. Otras doce ampliaciones menores completaban un total de quince obras requeridas para alimentar sin contratiempos al área atlántica en el horizonte de estudio (el año 2010). Las obras referidas a la red de distribución troncal son consideradas en el estudio como soluciones a las asimetrías intrarregionales existentes, que causan restricciones físicas o que revelan inconvenientes que impiden dar garantía de abastecimiento a los consumidores (Gayo, 2009:77). El informe calificó a la interconexión en 500 kv, al complemento Mar del Plata-Villa Gesell y a la segunda línea Olavarría-Tandil en el Orden de Prioridad “A”, esto significa, “Obras para evitar cortes de demanda requeridos por sobrecarga o niveles de tensión inadmisibles en condiciones de red completa”, y recomendó concluir la entrada en servicio de todo el conjunto en el año 2009 para evitar problemas del suministro, considerando que en una primera fase debía reverse para 2008 el ingreso de las dos líneas de 132 kv (CFEE, 2004).¹⁶

La prospectiva de Transener iba más lejos en el horizonte de configuración del transporte en extra alta tensión e incluía -aunque sin aclarar un año preciso de entrada en servicio- tanto a la interconexión Mar del Plata-Abasto como a la interconexión Bahía

16. La línea Barker-Mar del Plata recibió Orden de Prioridad “C”, “Obras relacionadas con mejoras en la seguridad y confiabilidad, adecuación de los sistemas a los criterios de diseño, mejoras de la calidad del servicio o del producto técnico, de flexibilización de la operación, etc.” (CFEE, 2004).

Blanca-Mar del Plata, lo que haría posible cerrar un nuevo anillado que reportaría beneficios a la totalidad del sistema: incorporar generación en el Comahue y en las zonas sur y atlántica de la provincia de Buenos Aires y asegurar el abastecimiento de la costa atlántica (Sitio de Transener; Nitardi, 2009).

Por otra parte, la construcción de los dos tramos del corredor adicional Olavarría-Mar del Plata, había sido impulsada por EDEA como parte del Plan de Obras del Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA), creado en el año 1999 por asociación de la mayoría de los agentes distribuidores del sector eléctrico provincial -y con asesoramiento de Transba y Transener- con el objeto de promover y financiar el desarrollo de los sistemas de transporte de extra alta tensión y de distribución troncal. Para ello, se constituyó el Fondo Fiduciario para Inversiones en Transporte de la Provincia de Buenos Aires (FITBA) con los recursos que las distribuidoras empezaron a recaudar en febrero de 2001 por medio de la aplicación de un Agregado Tarifario, sancionado en el año 2000 por el Decreto N° 4.052/00 y sufragado por la casi totalidad de los usuarios finales (Sitio del FREBA). Mediante esta vía, EDEA efectuó el recupero de los fondos que utilizó para financiar la ampliación Olavarría-Barker en 132 kv, que entró en servicio en 2001. El citado plan de obras, cuya aprobación de actualización data de 2004 (Res. N° 316/04), incluía las dos ampliaciones del corredor; la segunda línea Olavarría-Tandil, presupuestada en 18 millones de pesos, y la línea Barker-Mar del Plata, presupuestada en 24 millones de pesos; ambas debían entrar en servicio en marzo de 2004 (Anexo, Res. N° 316/04). Dicho plan, incluso, también contemplaba la interconexión en 500 kv Mar del Plata-Abasto, con un valor de 58,5 millones de pesos y con fecha estimada de ingreso en 2007/2008 (Anexo, Res. N° 316/04). Sin embargo, al día de hoy, el FREBA arguye no disponer de recursos suficientes para encarar la realización de estas obras programadas, impedimento que fue atribuido al impacto de la devaluación en el costo de los trabajos, a la desaparición del crédito, a las limitaciones en el incremento tarifario -en función del cual se fija el valor proporcional del agregado tarifario- y el giro en la estrategia de desarrollo, que, frente a la imperiosa necesidad de elevar la oferta eléctrica en el muy corto plazo, redirigió recursos financieros al fomento de la generación distribuida (FREBA, 2005, 2006 y 2009).

Respecto de la interconexión de la zona atlántica al SADI, si bien el relanzamiento del PFTEE permitió dar grandes pasos en el desarrollo de infraestructuras de relevancia para diversas regiones eléctricas del país, no fue sino hasta un tiempo reciente que se tomaron decisiones políticas en firme. En agosto de 2011, la Secretaría de Energía, a recomendación del CFEE, resolvió incorporar al PFTEE un conjunto de obras prioritarias, entre las que fue considerada la adeudada *interconexión atlántica*, y autorizó disponer de recursos del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal para ejecutarlas (Res. N° 700/11). En una primera fase, se interconectaría a la ciudad de Mar del Plata con la ET de Bahía Blanca, y, seguidamente, se construiría un tramo de compensación entre Mar del Plata y la ET Abasto. Por la envergadura de estas obras, las más importantes para el abastecimiento eléctrico de la región, la ejecución demandaría unos ocho años. Así las cosas, el 21 de agosto de 2013, la presidente Dra. Cristina Fernández de Kirchner, anunció la realización del vínculo al SADI por medio de las dos líneas proyectadas y de la línea complementaria de 132kv Mar del Plata-Villa Gesell, formalizando en ese mismo acto público la apertura de la licitación (La Capital, 22/08/13).

Al cabo del tiempo transcurrido desde que fueran formulados -y actualizados- los proyectos diversos de ampliación de la red de transporte en la región atlántica bonaerense, todos los plazos estipulados en el ámbito de la planificación resultaron vencidos. En los casos que se han comentado, el principal inconveniente que condujo a postergar la iniciativa se debió a la falta de recursos financieros, independientemente de los mecanismos de asignación y de la fuente de dichos recursos (Sitio del FREBA).

Los paliativos para una emergencia persistente

La ecuación resultante del recrudescimiento de las dificultades financieras, por una parte, y de la indisponibilidad de los plazos necesarios para ir resolviendo de una forma duradera y eficiente la satisfacción de los requerimientos energéticos crecientes, por la otra, limitó los márgenes de decisión y acción de los agentes responsables del sistema eléctrico. En medio de la crisis, dos proyectos de escala del área de generación, que contribuirían notablemente a inyectar energía en las redes, sufrieron el mismo infortunio que los del área de transporte, lográndose concretar solo la repotenciación de la Central Villa Gesell. Así, la gestión de la emergencia sectorial se cerró, mayoritariamente, en la modalidad paliativa de la generación distribuida, que, además de aportar la energía necesaria para satisfacer la demanda, ayuda a compensar las deficiencias de la red de transporte, sosteniéndola en niveles aceptables de operación técnica. Veamos el detalle.

Para asegurar el aprovisionamiento eléctrico del área atlántica en la temporada de verano 2007-2008, los concesionarios del servicio de distribución contrataron generación distribuida y temporal por una potencia total de 26 Mw, que fueron financiados con recursos del FITBA (Res. N° 420/07). Gracias a esta medida, EDEA adquirió diez equipos diesel móviles de 1,45Mw y los instaló en la localidad balnearia de San Clemente del Tuyú (EDEA, 2008b), ingresando en servicio en el mes de enero y manteniéndose en funcionamiento hasta julio de 2012 (Sitio de CAMMESA). En distintos puntos de los partidos de La Costa, Pinamar y Villa Gesell, las cooperativas eléctricas montaron otros equipos de características similares, que representaron la restante potencia contratada y que fueron desinstalados o relocalizados a lo largo del 2012. Al mismo tiempo, como parte de la primera etapa del Programa de Generación Distribuida (PGD) de ENARSA, se instalaron en Pinamar cuatro generadores turbogas, sumando una potencia de 21 Mw. A finales de 2009, en la segunda etapa del PGD, se emplazó otra central térmica de potencia equivalente a 10,4 Mw en Las Armas y, en enero de 2011, se anexa a esta un equipo de 23,37 Mw (Sitio de ENARSA). En 2012, ya en la cuarta etapa del PGD, es instalada una nueva central térmica de 20 Mw en la localidad de Miramar.¹⁷

A principios de 2011, a través del subprograma de ENARSA denominado "Generación Móvil", comienza una nueva ola de instalación de equipos diesel transportables en la costa atlántica (Transba, 2013). En la ciudad de Mar del Plata, se emplazaron numerosos equipos de forma paulatina, que sumaban 39 Mw en julio de 2011 y alcanzaron los 49 Mw en enero de 2013 (Sitio de CAMMESA). En el último año citado, también se instalaron equipos diesel en Miramar, Mar de Cobo y Balcarce por una potencia total de 38 Mw (Transba, 2013; Sitio de CAMMESA). En 2011, por último, concluye la ansiada repotenciación de la CT Villa Gesell de CCA, que incorpora la cuarta máquina térmica a su equipamiento, llevando su potencia instalada total de 50 Mw a 125 Mw, lo cual da un respiro a todo el degradado parque generador provincial. Ese mismo año, como mínima excepción a la regla general del uso de la termoelectricidad, ingresa en servicio comercial un pequeño aerogenerador de 250 kw instalado en Necochea por la empresa Sea Energy.

Por lo tanto, al no poder contar en tiempo y forma con al menos una parte sustancial de las soluciones planificadas, la gestión debió indefectiblemente acudir a la implementación de soluciones mitigadoras de un estado de emergencia energética que, pasada una década, no ha logrado superarse. El balance de la evolución de la potencia instalada local muestra unas cifras bien ilustrativas. Entre 2005 y 2012, se incorporan 252 Mw -que significan un aumento del 58% en la potencia instalada local-, de los cuales 92 Mw (36,5%) corresponden a las dos máquinas de CCA con que se equipó la CT Villa Gesell y 160 Mw (63,5%) corresponden a generación térmica distribuida de los programas de ENARSA y de las iniciativas del FREBA-FITBA, inicialmente concebidos para un uso temporario, aunque la persistente carencia de infraestructuras más convenientes ha extendido esa temporalidad hasta volverla una salida de carácter prácticamente permanente.

17. La CT Miramar I es, por el momento, el último generador del PGD que ENARSA instaló en la costa atlántica e inmediaciones. En enero de 2014 fue abierto el llamado a licitación de la quinta etapa del PGD, considerándose el proyecto de la CT Miramar II para adicionar una potencia de 30 Mw (Sitio de ENARSA).

Conclusiones

El modelo de gestión que emerge con la reforma del sistema eléctrico argentino, amén de mejoras alcanzadas en determinados indicadores de la prestación del servicio, profundizó el desarrollo geográfico desigual de las redes de transporte. En ciertos espacios estratégicos ocupados por la reticulación preexistente, se fomentó la concentración de objetos y acciones ligados al despliegue del capital privado. En contrapartida, amplias secciones periféricas o semi-marginales del espacio eléctrico nacional conservaron déficits de infraestructuras y un modo de actuación basado en la desvalorización del capital público. No obstante, en estas últimas también se produjeron importantes transferencias de activos provinciales que; dadas las cualidades técnico-funcionales del aprovisionamiento de la electricidad, coherentemente combinadas con el entorno económico-financiero de la Convertibilidad; ofrecían garantías de rentabilidad y rápidos retornos a la inversión¹⁸. Mas luego, el modo de desarrollo convertible llegó a su ocaso y sobrevino el contexto de crisis energética y reinserción de las piezas en una nueva estructuración económico-institucional, dándole al desarrollo geográfico desigual de la red eléctrica el cariz de una complejidad que sigue el pulso tenso del repliegue y las mutaciones del proyecto neoliberal en la Argentina. El desarrollo desigual e insuficiente del segmento de transporte actuó como un pesado lastre, tanto para el funcionamiento integral del sistema eléctrico como para el desarrollo productivo regional, cuyo reequilibrio debió ser encarado nuevamente por la planificación centralizada de los organismos del sector y financiado por medio de la aplicación de mecanismos y fuentes creados a tal efecto.

Los avances de los planes de transporte eléctrico son innegables. Pero conviene introducir aquí dos observaciones. Primero, no debe entenderse lineal, aislada y precipitadamente que el significativo crecimiento que evidenció el segmento del transporte en Argentina a partir de 2005, invalida los postulados del desarrollo geográfico desigual de las redes, sino, más bien, que lo confirma. Se ha expuesto que los principios del desarrollo desigual del capital operan de un modo sistémico, repartiendo efectos de una estructuración asimétrica entre espacios y entre sectores simultáneamente a diversas escalas. Pero debido a las exigencias orgánicas de la trama productiva en su conjunto, no hay posibilidad de librar la vida de determinados sectores estratégicos -como los servicios de infraestructura- indefinidamente a las fuerzas formadoras del desequilibrio. Es entonces cuando se vuelve imperativo que el Estado ejerza el control y/o el dominio del sistema, o de alguna de sus partes, para reanudar el desarrollo de componentes atrasados por medio de la inversión del capital público. En el caso del transporte eléctrico argentino, el fomento a las inversiones en dicha materia se canaliza a través del Plan Federal de Transporte Eléctrico, que se pone en marcha como parte de la estrategia de crecimiento económico que se configura luego de la crisis que eclosiona en 2001. Ahora bien, sobre todo en países de inserción periférica en el sistema capitalista, la desvalorización del capital público, que representa un mecanismo de contención y de minimización del desarrollo desigual, no puede perpetuarse en el tiempo ni propagarse por todo el espacio geográfico hasta alcanzar la uniformidad del desarrollo, sino que cumple una función sistémica de reanimación durante un lapso y en unos subespacios determinados. Además, tan pronto como el funcionamiento y el crecimiento de las infraestructuras en gran escala -muchas de las cuales poseen tasas de ganancia débiles, nulas o negativas- se vuelven, en parte o en todo, dependientes de la financiación de las arcas públicas, nuevas formas de la desigualdad tienden a aparecer en virtud del desfinanciamiento al que se ven sometidas otras esferas de la administración pública.

Por ello, la reversión de ciertas situaciones regionales de atraso relativo en el montaje del soporte técnico de transmisión, parece todavía difícil de alcanzar. La región atlántica de la provincia de Buenos Aires constituye un espacio donde las fuerzas del desarrollo geográfico desigual, a causa del excepcional tipo de estacionalidad de su curva de carga,

18. Entre estas últimas, nos referimos, especialmente, a las empresas distribuidoras provinciales en las que se concretaron los procesos de privatización. Y, entre las condiciones que estimularon las adquisiciones, pueden recordarse: mercados de usuarios cautivos, altas densidades de usuarios por unidad de superficie, demanda constante y previsible, altas tasas de cobertura del servicio eléctrico (lo que elimina la preocupación por expandir las redes de media y de baja tensión), etc.

tienden a conservar inercialmente el desequilibrio entre componentes interactivos de la red requeridos para prestar un servicio de calidad. La sostenida desinversión en el área de transporte, que da lugar a la manifestación de uno de tales desequilibrios regionales, solo cobra un sentido profundo en la lógica estructural del desarrollo sectorial cuando se observa la totalidad en evolución. Como pudimos constatar, la dinámica de conjunto revela que el capital, actuando bajo el régimen de libertad económica que edificó la reforma sectorial en 1992, se introdujo productiva y limitativamente en las secciones de la red nacional propicias a la acumulación, de manera que la región atlántica bonaerense, por los rasgos intrínsecos de su estructura y su dinámica territoriales, se configuró como un espacio esquivo al flujo de las inversiones destinadas a la ampliación y mantenimiento de los soportes físicos de gran escala. Luego, bajo el régimen de planificación, ideado en la fase final de la Convertibilidad y aplicado una vez que esta fue desmantelada, los proyectos de interconexión de la región atlántica al SADI son ordenados en una prioridad inferior a la que se le confiere a otros proyectos regionales o, debido a los extensos tiempos de construcción, que chocan con el carácter urgente de las demandas de energía, deben ser relegados y sustituidos por medidas paliativas que brindan respuesta en el corto plazo. A su vez, en un caso como el que permite ejemplificar el uso de los recursos provinciales del FITBA, se demuestra que las limitantes del contexto operan como un círculo vicioso que fagocita el propósito para el que dicho fondo fue creado: los recursos recaudados para ampliar la red de transmisión son utilizados en soluciones de emergencia de una costosa generación térmica distribuida que vacía las cuentas, socava la posibilidad de robustecer el sistema de transporte en el mediano y largo plazo y realimenta el estado de emergencia energética.

En un marco estructural de subdesarrollo sectorial, la gestión de las manifestaciones locales de la emergencia energética en la región atlántica bonaerense, sin lograr aún contener con eficacia los desajustes del crecimiento trunco, está dando lugar a una transformación morfológica y funcional duradera de las redes. Ante la parálisis del segmento de transmisión, se activan y surgen numerosos nuevos nodos del segmento de generación, dispersos en la arquitectura de la red eléctrica regional, que inyectan energía para alimentar una demanda en continuo ascenso. La multiplicación, la dispersión geográfica y la densificación de los nodos de producción eléctrica, junto al fraccionamiento de los niveles de potencia instalada y la profundización de la dependencia hidrocarburífera son aspectos de esta nueva fase de conformación de la red eléctrica de la región atlántica bonaerense cuyo impulso viene dado por las dificultades estructurales de la expansión del sistema de transmisión. El caso de la región atlántica bonaerense posee, pues, un especial interés como área de observancia y de examen de los alcances, las orientaciones y las limitaciones de los modelos de gestión de la energía eléctrica que acompañan la sucesión de los modos de desarrollo en Argentina en las pasadas dos décadas.

Bibliografía

- » ARNERA, Patricia y NIZOVOY, Jorge (2007). Transporte de energía eléctrica en Argentina: características, operación, tecnología, *Bienal Internacional de la Industria Eléctrica, Electrónica y Luminotécnica*, Buenos Aires, URL: http://www.cadieel.org.ar/esp/biel-2007-congreso_expo.php
- » BERNAL, Federico y DE DICCO, Ricardo (2013). Resultados del Plan Energético 2004-2019. *Diario Tiempo Argentino*, Buenos Aires, 2 de agosto.
- » BONOFIGLIO, Nicolás y NAHÓN, Cecilia (2007). La experiencia subnacional de servicios públicos en Argentina. Los casos de distribución de energía eléctrica y agua y saneamiento, *XII Congreso CLAD*, Santo Domingo-República Dominicana.
- » BOUR, Enrique y CARMAN, Carlos (2004). *Cables sueltos. La transmisión eléctrica en la Provincia de Buenos Aires*, URL: http://ebour.com.ar/pdfs/AAEP_Transba.pdf
- » BOYER, Robert (1989). *La teoría de la regulación: un análisis crítico*. Buenos Aires: Centro de Estudios e Investigaciones Laborales (CEIL-CONICET) y Editorial Hvmanitas.
- » CAMMESA (2003). *Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina*, URL: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- » CAMMESA (2013). *Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina 2012*, URL: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- » CCA (Centrales de la Costa Atlántica). (2007, 2008, 2009, 2010). *Informes mensuales varios y datos estadísticos proporcionados por diversas gerencias*. La Plata: Centrales de la Costa Atlántica S.A.
- » CFEE (Consejo Federal de la Energía Eléctrica). (2004). *Revisión de la Priorización de Obras del Plan Federal de Transporte Eléctrico II 2004-2010*, URL: http://www.cfee.gov.ar/pdf_cfee/plan-federal-II.pdf
- » CLARÍN, Diario. Un informe oficial advierte sobre peligros de cortes de luz en verano. Buenos Aires, 21 de octubre de 2003.
- » CHISARI, Omar y Rodríguez Pardina, Martín (1998). *Algunos determinantes de la inversión en sectores de infraestructura en la Argentina*. Buenos Aires: CEPAL y UADE.
- » Decreto Provincial N° 2.261/97 (adjudicación de Central Piedra Buena).
- » Decreto Provincial N° 2.942/00 (traspaso de CCA).
- » DE DICCO, Ricardo (2011). *Inversiones en el sector eléctrico, 2003-2011*. Buenos Aires: CLICeT.
- » EN LA COSTA, Diario (2009). Obras en Gesell para duplicar la potencia de energía en toda la costa atlántica. Partido de la Costa, 21 de abril, URL: <http://www.diarioenlacosta.com.ar/homediaroenlacosta.htm>
- » La Capital, Diario (2006). La Nación aportaría fondos para realizar la línea Abasto-Mar del Plata. Mar del Plata, 7 de abril.
- » La Capital, Diario (2006). *El proyecto nació del lado de los laburantes*. Mar del Plata, 4 de octubre.

- » La Capital, Diario (2013). *Fuerte inversión para infraestructura eléctrica*. Mar del Plata, 22 de agosto.
- » DI CIONE, Vicente (2002a). *El desarrollo geográfico desigual, combinado y contradictorio y la dialéctica de los procesos de territorialización política*, URL: <http://www.vdc.geoamerica.org>
- » DI CIONE, Vicente (2002b). Socialización, urbanización y geografía. *GeoBaires, Cuaderno de Geografía*, URL: http://www.geobaires.geoamerica.org/apuntes/ap_urbanizacion.htm
- » EDEA (2008a). *EDEA. Una compañía para muchas generaciones*. Mar del Plata: Departamento de Relaciones Institucionales de EDEA S.A.
- » EDEA (2008b). *Estados contables. Correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2008*, URL: <http://www.cnv.gov.ar/>
- » ENRE (1994). *Informe Anual 1993/1994*, URL: [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93formeCompleto.pdf/\\$FILE/93formeCompleto.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93formeCompleto.pdf/$FILE/93formeCompleto.pdf)
- » ENRE (1998). *El informe eléctrico. Cinco años de Regulación y Control. 1993 - Abril - 1998*, URL, [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/InformeCincoanioscompleto.pdf/\\$FILE/InformeCincoanioscompleto.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/InformeCincoanioscompleto.pdf/$FILE/InformeCincoanioscompleto.pdf)
- » ENRE (2001). *Audiencia Pública sobre adecuación de la cuádruple terna de 132 KV Necochea-Tandil, Necochea-Miramar, Necochea-Mar del Plata, Necochea-Gonzales Chaves*, URL: <http://www.enre.gov.ar/web/BIBLIOTD.NSF/..AP%2026042001.doc>
- » ENRE (2003). *Informe Anual 2002*, URL: [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/2002RME%20ENRE%202002.pdf/\\$FILE/2002RME%20ENRE%202002.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/2002RME%20ENRE%202002.pdf/$FILE/2002RME%20ENRE%202002.pdf)
- » FREBA (Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires). (2005). *Memoria. Ejercicio Económico 2004*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2004.pdf>
- » FREBA (2006). *Memoria. Ejercicio Económico 2005*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2005.pdf>
- » FREBA (2007). *Memoria. Ejercicio Económico 2006*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2006.pdf>
- » FREBA (2009). *Memoria. Ejercicio Económico 2008*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2008.pdf>
- » FPC (Fundación para el Cambio). (2003). *La problemática de los sectores de electricidad y gas*. Buenos Aires: Fundación para el Cambio.
- » FUNDELEC (2004). *Calidad del servicio eléctrico y riesgos de corte para el próximo semestre*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0008.pdf>
- » FUNDELEC (2005). *Evolución del servicio eléctrico argentino y sus consecuencias para el sistema por el período 2005-2007*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0009.pdf>
- » FUNDELEC (2007). *El crecimiento del transporte eléctrico argentino*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0016.pdf>
- » FUNDELEC (2012). *El sistema eléctrico argentino. Informe especial 20 años. 1992-2011*. URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0034.pdf>
- » GAYO, Ricardo (2009). Sistema Interconectado Nacional (SIN). en 500kV. *Petrotecnia*, nro. de agosto, Buenos Aires, Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

- » HARVEY, David (1990). *Los límites del capitalismo y la teoría marxista*. México: Fondo de Cultura Económica.
- » HARVEY, David (2003). *Espacios de esperanza*. Madrid: Ediciones Akal.
- » HARVEY, David (2004). *El nuevo imperialismo*. Madrid: Ediciones Akal.
- » HARVEY, David (2006). *Spaces of global capitalism: towards a theory of uneven geographical development*. Edimburgo y Fairfield: Verso.
- » HARVEY, David (2007). *Espacios del capital. Hacia una geografía crítica*. Madrid: Ediciones Akal.
- » KLITENIK, Fabio; MIRA, Pablo y MOLDOVAN, Pablo (2009). *El Mercado Eléctrico Argentino. Nivel de actividad. Nota técnica N° 22*. Buenos Aires: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.
- » LANDREIN, Maximiliano (1998). *Evaluación de contratos a futuro y opciones eléctricas en Argentina*. Programa de Formación. Buenos Aires: Bolsa de Comercio.
- » LENGUITTI, Armando (2003). Las eléctricas dieron examen en Diputados sobre el riesgo de apagón. *Diario Página/12*, Buenos Aires, 29 de octubre.
- » LENGUITTI, Armando y CEBREIRO, Mario (2005). *La expansión del sistema de transporte de energía eléctrica. Alternativas regulatorias para superar las dificultades actuales*. Buenos Aires: ATEERA, URL: http://www.ateera.org.ar/trabajos_tecnicos.htm
- » LIPIETZ, Alan (1994). *El posfordismo y sus espacios. Las relaciones capital-trabajo en el mundo*. Buenos Aires: Serie de Seminarios Intensivos de Investigación, Documento de Trabajo N°4. CONICET.
- » LYF (Sindicato Luz y Fuerza Mar del Plata). (2011). Apagón total. *Revista Ocho de Octubre*, n° 280, Mar del Plata, Sindicato de Luz y Fuerza de Mar del Plata.
- » MI-GBA (Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires). (2008). Buenos Aires invertirá U\$S 200 millones en obras energéticas para la costa atlántica. *Gacetilla de Prensa del Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires*, URL: http://www.mosp.gba.gov.ar/gacetilla/2008_gacetillas/2008_notas/inversion_costa/inversion_costa.htm
- » MI-GBA (Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires). (2012). *Resolución N° 169, Considerandos*. La Plata: Gobierno de la Provincia de Buenos Aires.
- » NICCHI, Fernando Gabriel (2004). Ampliaciones en infraestructura de transporte de energía eléctrica. *Petrotecnia*, n° de febrero, Buenos Aires, Instituto Argentino de Petróleo y Gas.
- » NITARDI, Eduardo (2009). La red eléctrica argentina y sus posibilidades técnicas. *WindAR*, 17 de noviembre, URL: http://windar.com.ar/wp-content/uploads/10_Nitardi_Transener.pdf
- » O'CONNOR, James (2003). Desarrollo desigual y combinado y crisis ecológica. *Ambiente & Sociedade*, vol. VI, n° 2, **Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Ambiente e Sociedade**.
- » PISTONESI, Héctor (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- » PISTONESI, Héctor (2001). *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.

- » Resolución provincial Nº 316/04 (actualización Plan de Obras FREBA).
- » Resolución provincial Nº 420/07 (contratación generación distribuida).
- » Resolución nacional Nº 700/11 (incorporación de nuevas obras en el Plan Federal de Transporte Eléctrico).
- » ROMERO, Carlos Adrián (1998). *Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino*. Buenos Aires: CEPAL y UADE.
- » SCHNEIDER, Lucas (2008). Las Políticas “Plus” del sector energético argentino. Buenos Aires: CLICeT.
- » SMITH, Neil (2008). *Uneven Development: nature, capital, and the production of space*. Athens-Georgia: University of Georgia Press.
- » SOJA, Edward (2008). *Postmetrópolis. Estudios críticos sobre las ciudades y las regiones*. Madrid: Traficantes de sueños.
- » TOPALOV, Christian (1979). *La urbanización capitalista. Algunos elementos para su análisis*. Edicol: México.
- » TRANSBA (2013). *Estados contables especiales al 30 de junio de 2013. Presentados en forma comparativa*, URL: <http://www.bolsar.com/Downloads.aspx?Id=207641>

Expertos consultados

- » GONZÁLES, Juan Luis (2010). Entrevista realizada en abril de 2010. Responsable del Área Técnica del OCEBA, Delegación Mar del Plata.
- » OTERO, Roberto José (2013). Entrevista realizada el 13 de diciembre. Presidente de la Cooperativa de Agua y Luz de Pinamar (CALP).

Sitios de Internet

- » CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista), URL: <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- » CFEE (Consejo Federal de la Energía Eléctrica), URL: <http://www.cfee.gov.ar/>
- » ENARSA (Energía Argentina S.A.), URL: <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/>
- » ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), URL: <http://www.enre.gov.ar/>
- » FREBA (Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires), URL: <http://www.freba.com.ar/>
- » TRANSENER, URL: <http://www.transener.com.ar/>

Adriano Furlan / adryfurlan@hotmail.com

Profesor en Geografía (Universidad Nacional de Mar del Plata) y doctorando en Geografía (Universidad Nacional de La Plata). Docente del Departamento de Geografía de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Integrante del Grupo de Estudios Medio Ambiente y Urbanización (GEMAU-UNMdP). Autor de ponencias y artículos científicos sobre diversos temas de la energía y de la Geografía de las redes.