

EL SUBDESARROLLO DEL MACROSISTEMA ELÉCTRICO EN LA COSTA ATLÁNTICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Adriano Furlan*

Resumen

El macrosistema eléctrico de la costa atlántica bonaerense muestra un desarrollo divergente respecto de las tracciones y expectativas del proceso productivo global y de las condiciones generales de la reproducción social que puede ser calificado como *subdesarrollo*. Desde 2003, al producirse el sostenido repunte del consumo eléctrico, la problemática del abastecimiento de electricidad se agravó y el territorio local comenzó a atravesar un estado de emergencia energética. El trabajo analiza los principales factores explicativos de dicha situación: la reestructuración capitalista del sector eléctrico llevada a cabo durante los noventa y los funcionamientos impuestos por el marco regulatorio, los cambios político-económicos de la Posconvertibilidad, la aplicación de una estrategia anticrisis basada en medidas paliativas y la marcada estacionalidad de la demanda eléctrica local inducida por la enorme afluencia turística de la zona.

Palabras clave: Servicios de infraestructura, Crisis energética, Desarrollo territorial.

* Becario del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas. Grupo de Estudios Medio Ambiente y Urbanización de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

UNDERDEVELOPMENT OF THE ELECTRICAL SYSTEM IN THE ATLANTIC COAST OF THE PROVINCE OF BUENOS AIRES

Abstract

The electrical macro-system of the Atlantic coast of Buenos Aires displays a form of development which differs from the drives and expectations of the global productive process and from the general social reproduction conditions that can be described as *underdeveloped*. Since 2003 and due to the increasing consumption of electricity, electrical supply issues have worsened and the area has started to experience a state of electricity emergence. This paper analyzes those key factors which explain such situation: the Capitalist re-structuring of the electric sector which took place during the 1990s and the way of working imposed by the regulatory framework, the political and economic changes of the Post-convertibility period, the application of an anti-crisis strategy based on palliative measures and a marked seasonality of the local electricity demand induced by the enormous tourist influx.

Key words: Infrastructure services, Energy crisis, Territorial development.

Introducción

Desde el año 2006, y al calor de lo que en nuestro país fuera comúnmente anunciado como “crisis energética”, hemos venido analizando la problemática del abastecimiento de energía eléctrica en la costa atlántica de la Provincia de Buenos Aires, sobre todo en la ciudad de Mar del Plata. Tratándose el suministro eléctrico de un servicio de infraestructura, uno de los aspectos que nos ha interesado abordar se refiere, precisamente, al desarrollo de la infraestructura física necesaria para concretar la prestación de manera *adecuada*. Desde ya, los criterios utilizados para definir los niveles de admisibilidad en la calidad técnica del servicio y del producto varían de una sociedad a otra, de un grupo social a otro, de un actor a otro. Pero en todos los casos es posible reconocer si las infraestructuras responden “orgánicamente” a las exigencias energéticas del espacio en cuestión y en qué estándares de la producción han de ubicarse.

El subdesarrollo infraestructural indica, ante todo, una situación de retraso relativo de la oferta de potencia y de generación eléctricas en relación a la demanda que pone en riesgo su oficio de macrosistema técnico; es decir, la de ser uno de los “...sistemas técnicos sin los cuales los otros sistemas técnicos no funcionarían” (Santos, 2000, p. 150). De todos modos, la calificación del macrosistema eléctrico quedaría incompleta si no introdujésemos la dimensión diacrónica del análisis prospectivo, que consiste en sopesar la evolución de la oferta y la demanda eléctricas teniendo en cuenta sus diversas y simultáneas temporalidades.

Podemos anticipar que la *determinación en última instancia* del subdesarrollo sectorial se encuentra ligada a un semiciclo relativamente prolongado de desinversión. Pero, más allá del dominio que ejercen las leyes de desarrollo capitalista en el sector, la desinversión no se produce obedeciendo siempre a idénticos determinantes sino que resulta necesario reconstruir el camino crítico por el cual ella se origina, indagando, fundamentalmente, en las claves institucionales del modelo de acumulación. En este trabajo procuramos identificar los factores explicativos de la formación del estado de subdesarrollo del macrosistema eléctrico en la costa atlántica bonaerense, sobreentendiendo que dicha situación representa una manifestación local, particular, del proceso general de “crisis electroenergética” que aqueja a la Argentina desde hace aproximadamente una década.

Desarrollo urbano-turístico y comportamiento energético en la costa atlántica

La “costa atlántica” está representada por una franja litoral marítima de la Provincia de Buenos Aires que se extiende desde Punta Rasa hasta Pehuencó. Durante las últimas décadas del siglo XIX, período en el que se fundaron las actuales localidades balnearias de Mar del Plata, Necochea y Miramar, y como parte del proceso de división territorial del trabajo, este espacio geográfico fue incorporado a la estructura regional argentina como el primer destino del turismo interno. Desde entonces, se han ido produciendo sucesivas fases de territorialización de la costa atlántica que dieron lugar a una cuarentena de asentamientos turístico-balnearios y reafirmaron su predominio incuestionable en la geografía del turismo nacional.

El modelo socioeconómico que se promueve en nuestro país a lo largo de la década de 1990 consolida procesos de fragmentación y de polarización que tendrán su reflejo en el conjunto de actividades vinculadas al proceso de

desarrollo urbano-turístico de la costa atlántica. Por una parte, la recesión económica que se vive con el agotamiento de la Convertibilidad, sumada a la competitividad de los destinos externos que había estimulado dicho régimen de acumulación, impacta con fuerza en las localidades receptoras del turismo tradicional, como la ciudad de Mar del Plata, que escala hasta ubicarse entre los peores niveles de desocupación del país. Por otra, el ascenso de los llamados “nuevos ricos” se orienta hacia un consumo turístico neoexclusivo, selectivo, que dio lugar a la creación de nuevos enclaves; principalmente, de villas balnearias emplazadas en la barrera oriental del litoral marítimo de la provincia, para ofrecer a “cada cual lo que le corresponde” (Bertoncello, 2006).

El cambio estructural que se produce en el país luego del *crack* de 2001 permitió reacomodar las condiciones para una nueva acumulación, aunque la solución devaluatoria a la crisis tuvo como correlato una reactivación diferencial de las ramas de la producción. La modificación en la estructura de precios relativos implicó que las firmas dedicadas a las actividades primarias e industriales adquirieran un peso relativo mayor en detrimento de aquellas empresas de los sectores de servicios (Arceo *et al.*, 2010). Debemos agregar que la devaluación también favoreció al turismo interno, que recuperó niveles de competitividad frente a la oferta turística del exterior.

En la costa atlántica, la reactivación simultánea e interactiva del sector turístico y del sector de la construcción promueve una profundización de su desarrollo urbano. La magnitud de este movimiento puede apreciarse en la notable transformación del paisaje que viene experimentando este espacio en apenas un decenio con la proliferación de los numerosos emprendimientos inmobiliarios. La fase contemporánea de construcción del territorio local se caracteriza por la consolidación de la tendencia hacia la regionalización turística, que se expresa en una oferta diversa de asentamientos turístico-balnearios y comprende, al menos, tres procesos de urbanización costera: expansión y remodelación urbanas en las ciudades balnearias, urbanización con valoración de recursos paisajísticos en las villas balnearias y conurbación en determinadas secciones de su extensión. Podemos sintetizar que la corriente década encuentra a la costa atlántica en un proceso de crecimiento de sus producciones, tanto en sus localidades turísticas históricas como en los nuevos asentamientos balnearios.

Mención aparte merece la ciudad de Mar del Plata, ya que concentra casi el 70% de la población estable de la costa atlántica, por lo que representa claramente la urbanización más importante de la zona. Si bien a los servicios y comercios ligados al turismo les cabe una proporción considerable en el

producto bruto geográfico, no es sólo una ciudad balnearia, sino un verdadero centro urbano multifuncional. La recuperación económica no sólo se tradujo aquí en una reactivación del flujo turístico y en una continua promoción de inversiones en el sector de la construcción y en obras de equipamiento urbano, sino también en una recomposición de los índices de actividad de las restantes actividades motoras de la economía local que a fines de la década de 1990 habían sufrido una estrepitosa caída. En menor medida, también a la ciudad de Necochea le cabría este tipo de consideraciones.

De esta caracterización general, que justifica el repunte del consumo eléctrico y de la demanda de potencia por efecto del ciclo económico que atraviesa la Argentina, se desprende un segundo dato esencial: la marcada estacionalidad que presenta la curva del consumo eléctrico, variación inducida por los enormes contingentes de turistas que recibe la costa atlántica cada verano. A su vez, la fuerte reducción de las temporadas estivales que ha acarreado la crisis del turismo masivo, vinculada a los profundos cambios en la estructura y la composición del trabajo, provocó que la histórica afluencia turística distribuida de forma relativamente homogénea entre los meses de diciembre y marzo (distribución mesocúrtica) se transformase en una afluencia concentrada, básicamente, en los meses de enero y febrero (distribución leptocúrtica), tendencia que muy recientemente insinúa una leve reversión y que no impide afirmar que la estacionalidad del consumo eléctrico sufrió una acentuación en el transcurso de los últimos veinte años.

Esto impone un gran desafío para los actores que controlan la red eléctrica, ya que ésta debe ser capaz de hacer frente a las variaciones de demanda que imponen las dinámicas del territorio –*eficacia*– y, a la vez, evitar una excesiva dotación de capital sometida a prolongados semiciclos de subutilización durante la mayor parte del año –*eficiencia*–. Luego, es la orientación política de la gestión y la planificación energéticas las que determinan el tipo de relación que los principios de eficacia y eficiencia establecen con el de *equidad*.

Ahora bien, ¿cómo ha venido acompañando el sector eléctrico la evolución reciente de la costa atlántica? Diferentes análisis (FUNDELEC, 2004, 2005 y 2007a; Lenguitti y Cebreiro, 2005; Arnera y Nizovoy, 2007; EDEA, 2008; Furlan, 2009; CAMMESA, 2011) coinciden en reconocer la situación de riesgo en la que se encuentra el sistema de aprovisionamiento eléctrico debido a las deficiencias infraestructurales que padece: limitada capacidad de transporte y limitada generación local. En la actualidad, la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista continúa afirmando que *“En el Área Costa Atlántica como consecuencia del incremento de la demanda en los meses de verano y de la indisponibilidad de varios generadores, pueden*

presentarse valores de tensión inferiores a los normales” (CAMMESA, 2011). En un informe publicado en 2004 por la Fundación para el Desarrollo Eléctrico, se explicaba que frente a estos inconvenientes “...esta área 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, p. 6).

En síntesis, durante el período en curso –Posconvertibilidad– el territorio local objeto de análisis está soportando una trayectoria de desarrollo del sector eléctrico que, desde el punto de vista de sus relaciones funcionales, resulta *inadecuado*. Esta inadecuación puede definirse como un fenómeno de desacople a nivel sectorial respecto de las tracciones y expectativas que acarrea la evolución conjunta de los procesos productivo global y de reproducción social –incluida, naturalmente, la propia producción del espacio–. Aquí utilizamos el término comparativo “subdesarrollo infraestructural” para referirnos a ese estado de retraso relativo del macrosistema eléctrico. En los sucesivos apartados examinaremos las razones que se hallan en el origen de esta situación crítica.

Topalov y el desarrollo de las infraestructuras en el capitalismo

Por su consistencia teórica, seguiremos la explicación propuesta por Christian Topalov (1979) en *La urbanización capitalista* acerca del desarrollo capitalista de las infraestructuras para enmarcar el análisis del sector eléctrico local. Topalov afirma que las infraestructuras físicas representan una de las condiciones generales de la producción. Y dado que en gran parte o enteramente el capital está compuesto de capital constante fijo, el período de rotación en estos sectores es muy largo. Esto trae dos tipos de consecuencias. Por una parte, una tasa de ganancia interna muy débil que sólo podría compensarse por un precio de producción muy elevado; por la otra, la imposibilidad de adaptar la producción a las fluctuaciones de la demanda. El capital debe poder responder a las necesidades de la economía en los momentos de máxima demanda pero no puede retirarse en los de mínima (Topalov, 1979, p. 28). Esta es la razón fundamental por la que las infraestructuras en el capitalismo sufren periódicamente *crisis de sobreacumulación*.

En relación al último punto, conviene agregar que ciertas infraestructuras físicas están condicionadas por un carácter de indivisibilidad de sus activos que las lleva a producir saltos discretos de capacidad en lugar de aumentos

continuos (de Rus *et al.*, 2003). Además, esos saltos discretos de la capacidad instalada están condicionados por el extenso tiempo de entrada en servicio que requieren las obras de envergadura, como las grandes centrales eléctricas o las líneas de alta tensión. Si esta presión sistémica emerge durante un período de sobreacumulación, no existirán las condiciones para producir la fijación del capital en tales obras; se devalúan las preexistentes y se consume el tiempo previsto para ampliar el sistema y responder a posibles incrementos de la demanda en el corto y mediano plazo. Así, puede llegar un momento crítico en el que el funcionamiento es sobreexigido, lo que acelera la destrucción del capital constante, aumenta la probabilidad de fallas y somete a los usuarios a recibir un servicio de baja calidad.

Ahora, como ha sido expuesto, nuestra noción de “subdesarrollo” está amparada por el juego de la temporalidad. Esto significa que no es suficiente detectar un indicio de estrangulamiento de la demanda en un determinado *momento* del ciclo evolutivo de las infraestructuras para anexarles el título de “subdesarrolladas”, sino que es necesario reparar en las formas emergentes del *proceso*. Por ejemplo, el hecho de que los macrosistemas de esta naturaleza crezcan según saltos discretos conlleva ingresos periódicos en zonas de relativa saturación de la capacidad, que exigirán la debida ampliación, sin que ello demuestre en sí mismo un proceso de subdesarrollo. En cambio, cuando la saturación representa el modo normal de funcionamiento del macrosistema eléctrico, de la cual se obtiene una baja calidad técnica del servicio y del producto, se constata la existencia de grados de subdesarrollo. Por otra parte, un sistema que funcione con cierta holgura en el presente pero que en un contexto de aumento sostenido del consumo carezca de obras en marcha para responder a la demanda futura, también caerá en un estado de subdesarrollo.

Por lo dicho, el capital sólo invertirá en infraestructuras donde ya se dan condiciones de rentabilidad, con lo que bloquea el desarrollo de las zonas rezagadas y producirá una desigualdad en el desarrollo espacial de las infraestructuras (Topalov, 1979, p. 29). En síntesis, las contradicciones intrínsecas al modo capitalista imponen límites a la reproducción ampliada de las infraestructuras básicas. Llegado el momento de la sobreacumulación, se desarrolla el financiamiento público de las infraestructuras; es decir que el capital público sustituye al capital privado en los sectores en los que la tasa de ganancia interna disminuye (p. 30). Ocurre, además, que las fases rentables del ciclo del capital invertido en la producción de infraestructuras permanecen generalmente privadas (p. 30). Y si aparece rentabilidad a nivel de la circulación, las condiciones políticas pueden impulsar la transferencia al sector privado de una parte del ciclo (p. 31).

Las implicaciones locales de la reestructuración capitalista del sector eléctrico argentino en el desarrollo infraestructural

Durante las décadas del Bienestar, había predominado en nuestro país un modelo de gestión estatal centralizada de la electricidad, con integración vertical de la cadena productiva y altos niveles de integración horizontal. Pero a lo largo de los noventa, y como parte de un proceso que involucró a todos los servicios públicos, se llevó a cabo una profunda reforma del sector eléctrico argentino en su conformación estructural, institucional, de propiedad y de patrones de funcionamiento (Azpiazu *et al.*, 2008). Los propiciadores ideológicos de la reforma aseguraban que la mercantilización de la electricidad sería la solución idónea a la crisis que desde finales de los ochenta atravesaba el sector, en principio debida a la escasez de oferta en generación por los altos niveles de indisponibilidad del parque térmico.

En 1992, empieza a conformarse un nuevo modelo para el sector eléctrico, teórica y políticamente sustentado en premisas de la hegemonía neoliberal, que consistirá en la separación del Estado de su rol empresario, en declarar sujetas a privatización a las empresas públicas previamente segmentadas por tipo de actividad (generación, transmisión y distribución) y, en menor o mayor medida, desintegradas horizontalmente, y en la creación de un mercado mayorista desregulado de la energía. Las etapas de transmisión y distribución se conservaron como actividades monopólicas reguladas, mientras que en el segmento de la generación se introducían los mecanismos de competencia que conducirían a la eficiencia económica y a un consecuente abaratamiento de las tarifas. Una fuerte inyección de capitales privados, destinada prioritariamente a la incorporación de adelantos tecnológicos, sumada a los modernos criterios de organización empresarial que aplicarían estas nuevas compañías, redundaría en una mejora global de la calidad del servicio.

La fragmentación de las empresas en unidades de negocio independientes, en tanto hizo posible discriminar las áreas y segmentos concentrados de la rentabilidad y segregar las áreas y segmentos que no ofrecían oportunidades atractivas para la inversión, debe reconocerse como un factor normativo decisivo en la formación de la geografía nacional del capitalismo eléctrico. Este proceso derivó en un panorama heterogéneo en cuanto a la inserción geográfica del capital privado por rama de actividad.

En el caso de la costa atlántica, los servicios de transporte y distribución de energía eléctrica que prestaba la Empresa Social de Energía de la Provincia de Buenos Aires (ESEBA) fueron privatizados en 1997: se convirtieron respectivamente, en la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Dis-

tribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires (TRANSBA S.A.) y en la Empresa Distribuidora de Energía Atlántica (EDEA S.A.). Circunscribiendo el escenario de operaciones únicamente al área de referencia, TRANSBA maneja el conjunto de líneas de transmisión en alta tensión que interconecta los distintos espacios de la costa atlántica y a ésta con el corredor de extra alta tensión en 500 kv Comahue-Gran Buenos Aires; en tanto que EDEA presta el servicio de distribución de forma directa en cinco partidos (Partido de la Costa, Mar Chiquita, General Pueyrredón, General Alvarado y Lobería) y de forma indirecta a través de dieciséis cooperativas ubicadas entre los ocho partidos que componen la zona. Por el contrario, las centrales radicadas en la zona que poseía ESEBA, puesto que representan centrales de generación forzada (Arnera y Nizovoy, 2007), no recibieron ofertas aceptables en dos procesos licitatorios y permanecieron en manos del Estado provincial, que en 2001 finalmente conformó la empresa Centrales de la Costa Atlántica S.A.

La reforma implicó un cambio en la lógica del desarrollo eléctrico. Más allá de toda representación idílica del modelo estatal, puede afirmarse que hasta ese momento la prestación de los servicios públicos había perseguido la equidad social por encima de la eficiencia económica, disponiendo para ello de instrumentos de regulación y planificación. Esta característica del sentido del servicio público permite explicar la permisividad que solían practicar las empresas públicas frente a la detección de conexiones clandestinas en los sectores de usuarios de bajos recursos¹. A nivel territorial, puede decirse que el principio de la equidad social intentaba traducirse en equidad territorial del desarrollo de la infraestructura eléctrica básica, con el propósito de ir acortando la brecha de los desequilibrios intra e interregionales.

A partir de entonces, la fórmula se invierte; el criterio mercantil pasa a primer plano y la equidad se convierte en una variable flotante. El desarrollo eléctrico será concebido como la consecuencia esperable de la confianza que inspira el natural funcionamiento de mercado toda vez que sea posible introducir sus mecanismos de competencia. En las actividades monopólicas, en las que se intentan simular las condiciones de mercado, el curso del desarrollo infraestructural quedó prefijado en parte por las obligaciones contractuales de las concesiones y el conjunto de normas específicas elaboradas al efecto.

Veamos ahora, algo más en detalle, qué implicaciones tuvo el nuevo esquema en cada uno de los subsectores de la cadena eléctrica. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) funciona según la metodología del Despacho Económico de Cargas, de modo que las energías más baratas son las primeras en ingresar al sistema y los restantes generadores son despachados sucesivamente en orden creciente de costos a medida que la evolución horaria de

la demanda así lo requiera. Para que la totalidad de la demanda local pueda ser satisfecha comprando energía en el mercado mayorista es necesario que el sistema de transporte no presente restricciones de capacidad. El impedimento a la comercialización de excedentes también perjudica a los agentes generadores radicados en áreas exportadoras.

Como dijimos, la red local de transporte eléctrico no permite vincular completamente a la costa atlántica con el MEM y se debe recurrir a la generación forzada para abastecer los picos de demanda. Estas características morfológicas y funcionales no generan incentivos para la instalación de centrales privadas en el territorio local, dotadas de libertad de localización en cualquier punto de la red de acuerdo con las decisiones de su propia estrategia económica, ya que al librar la producción eléctrica a la competencia el marco regulatorio no estableció ningún tipo de limitaciones para el ingreso al sistema (principio de libre acceso a la capacidad remanente en las redes), excepto el cumplimiento de los requerimientos de compatibilidad técnica.

Por lo tanto, para resolver la problemática del abastecimiento eléctrico en la costa atlántica elevando su grado de vinculación al MEM es indispensable aumentar la capacidad del sistema de transporte². Sin embargo, el marco regulatorio no es el más adecuado para impulsar obras de transporte eléctrico estratégicas (Lenguiti y Cebreiro, 2005; FUNDELEC, 2007b). Sucede que las empresas transportistas tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de las líneas, pero no son responsables de las ampliaciones del sistema³. La legislación estipula que las inversiones destinadas a la expansión de la red deben ser decididas y financiadas por el sector privado y establece diversos mecanismos de ampliación, distinguiendo según el monto de la inversión y la forma en que se toma la decisión de inversión (Romero, 1998). Son los propios interesados (generador, gran usuario, transportista independiente, u otro), guiados por las señales económicas de la evolución del mercado, quienes deben solicitar, construir y, eventualmente, operar y mantener las líneas a incorporar.

Los diversos procedimientos (Acuerdo entre Partes, Concurso Público, Ampliación Menor y Convocatoria Abierta) establecen relaciones diferenciales entre la determinación de los “beneficiarios eléctricos” y los ejecutores de la inversión. Por ejemplo, el Acuerdo entre Partes define que son precisamente las partes quienes cargan con el pago de las inversiones y que el resto de los usuarios podrá disponer de las nuevas instalaciones sin incurrir en costo alguno, mientras que en el mecanismo de Concurso Público son todos los agentes reconocidos como usuarios beneficiarios los que solventan la inversión (sitio de Transener, www.transener.com.ar). En referencia al mecanismo de concur-

so público, Héctor Pistonesi explica que la complejidad de los procedimientos ha pretendido evitar un sobreequipamiento en el transporte que luego deberían sufragar, en su mayor parte, los consumidores (Pistonesi, 2000).

Lenguitti y Cebreiro (2005, p. 12) opinan que el problema fundamental de la desinversión en transporte se halla en que *“...la regulación optó por definir a los inversores de las obras de transporte a través de la utilización de la misma y no a través de quienes realmente se benefician económicamente”*. Por esta razón, el esquema contiene una contradicción inconcebible en una economía de mercado. Dicen los autores que *“...los usuarios de hoy están financiando y pagando la infraestructura eléctrica para los clientes del futuro (...). En este sentido, cómo podemos pensar que un industrial o un cliente racional va a estar dispuesto a pagar una obra que podrá beneficiar la instalación de un competidor”* (ibíd., p. 12). Además, el libre acceso a la red *“...hace que ningún actor económicamente racional esté dispuesto a invertir en una obra sobre la que no será propietario ni tendrá ningún derecho”* (ibíd., p. 12⁴).

Romero (1998) concluye que el sistema, para tomar las decisiones de expansión de la red de transporte, no ha mostrado eficacia a la hora de llevar a cabo inversiones socialmente deseables. La costa atlántica es un claro ejemplo de postergación de soluciones de largo plazo. En este caso, el efecto combinado de los factores desincentivadores de la inversión privada se refuerza con las características de estacionalidad de la curva del consumo eléctrico local porque toda expansión de la capacidad de transporte para alimentar sin dificultades los momentos de máxima demanda y mejorar los índices de confiabilidad del sistema implica un alto grado de subutilización de la capacidad instalada durante gran parte del año. Por consiguiente, los ingresos que captaría el agente a cargo contrastan significativamente con los costos de operación y mantenimiento que acarrearía el sobreequipamiento, y el período de amortización de la obra resultaría exorbitante.

Pero, a diferencia de lo legislado en materia de generación y transporte, el marco regulatorio provincial (Ley 11.769) estipuló que las distribuidoras eléctricas deben satisfacer toda la demanda de energía que les sea requerida en su área de concesión y en los parámetros de calidad establecidos (art. 30); y los contratos de concesión provincial y municipal señalan que las inversiones necesarias para la prestación del servicio público en el nivel de calidad exigido son exclusiva responsabilidad de la concesionaria (OCEBA, 1997). No obstante, en relación con las inversiones, el modelo de regulación por metas y objetivos dejaba en manos de las prestadoras las decisiones referidas a formación de capital; es decir que no se exigió el desarrollo de planes de obras específicos entre los criterios para seleccionar a los operadores (Azpiazu et

al., 2008). Esta última decisión desalentó el recambio de soportes físicos instalados en décadas pasadas, que, en muchos casos, se han degradado hasta quedar completamente inusables, lo que reduce los valores de confiabilidad y seguridad del servicio. Es decir que, por un lado, los términos de la concesión priorizan la cobertura del servicio, pero, por el otro, permitieron al adquirente realizar el suministro eléctrico explotando los componentes de la red hasta el extremo de su vida útil o preservando déficits de infraestructura. Por esta razón, las calidades técnicas del servicio y del producto permanecieron en niveles poco óptimos en varios sectores de la costa atlántica.

Con respecto a la cobertura del servicio, debemos aclarar que ésta hace referencia a la solicitud de las nuevas conexiones impulsada por los fenómenos de crecimiento urbano en todas sus direcciones; ello comprende la extensión territorial de la red y su densificación. En relación con las obras destinadas a la electrificación de las zonas rurales se presentan dos situaciones diferentes. Las distribuidoras sólo tienen la obligación de llevar el servicio a los usuarios residenciales allí radicados. En cambio, para todo uso productivo de la energía eléctrica, la normativa hace cargar con la totalidad de los altísimos costos de extensión de la red y conexión a los usuarios (OCEBA, 1997). Esto ha provocado que muchos productores rurales recurran al autoabastecimiento mediante pequeños grupos electrógenos o no demuestren interés en acceder al servicio eléctrico (Secretaría de Energía, 2004).

Para evaluar el desempeño de las concesionarias, el registro de sanciones aplicadas por el organismo de control puede ser un indicador indirecto representativo de la insuficiencia de inversiones realizadas. En el transcurso de la pasada década, la concesionaria recibió sanciones por unos nueve millones de pesos (OCEBA, 1997). Aun así, debe tenerse en cuenta que “... *las señales económicas para invertir han ido decayendo desde fines de los noventa por limitaciones en la aplicación del sistema de multas por baja calidad de los servicios*” (García Delgado, 2007, p. 2).

Puede aceptarse, entonces, que el diseño regulatorio tuvo intención de resguardar el desarrollo de las infraestructuras de distribución eléctrica necesarias para abastecer al conjunto de los usuarios reales o potenciales pero, de manera simultánea, los mecanismos de control puestos en funcionamiento presentaron limitaciones a la hora de impulsar obras y tareas destinadas al mantenimiento y mejoramiento de la maniobrabilidad y la calidad del servicio. Este quedó sujeto a las condiciones del ciclo económico y al efecto de externalidad positiva que inducen las ampliaciones cuando la saturación de la capacidad no deja otra alternativa más que un crecimiento obligado.

Posconvertibilidad, emergencia energética y acción estatal mitigadora

El desmantelamiento del Plan de la Convertibilidad supuso la eliminación del contexto de privilegio para el capital privado que había dado lugar a una fluida corriente de inversiones seguras en el sector eléctrico. La dolarización de las tarifas, los aumentos tarifarios aplicados con anterioridad al traspaso de las empresas públicas a manos privadas, los múltiples mecanismos de “indexación flexible”, la estabilidad monetaria y el ritmo deflacionario, la “seguridad jurídica”, la ausencia o debilidad de controles sobre el desempeño empresario y la desprotección de los usuarios, el financiamiento de ciertas obras de infraestructura por parte de los usuarios mediante la aplicación de gravámenes en la composición tarifaria, sumados a los mecanismos ya descritos, representan el conjunto de los principales componentes que durante los noventa ayudaron a configurar un panorama de nulo riesgo empresario e internalización de ganancias extraordinarias para las compañías eléctricas privatizadas⁵.

Como producto de este entorno excepcional, se llevó a cabo un montaje de determinadas infraestructuras que se mantuvo en ascenso incluso durante el transcurso de la dura recesión económica de 1998-2002 (Furlan, 2010), aunque la dotación de capital no se produjo de una forma espacialmente equilibrada, sino persiguiendo aquellos emplazamientos más propicios para el rédito. Si en plena vigencia de un sistema que prácticamente había ofrecido inmejorables condiciones para la acumulación de capital, la costa atlántica se prefiguró como un espacio marginal para el desarrollo mercantil de la infraestructura eléctrica básica, el viraje político de la Posconvertibilidad no hizo más que reforzar esa sentencia.

La depresión económica dio lugar a fortísimas disputas dentro de los sectores dominantes respecto de las formas que debía asumir la solución a la crisis de la convertibilidad, que se expresaron en el debate “devaluación versus dolarización” (Azpiazu y Schorr, 2010). Las privatizadas del sector eléctrico pugnaban por la dolarización (Azpiazu, 2005), ya que en caso de concretarse podrían preservar o potenciar el valor en “moneda dura” de sus activos, sus ingresos y sus rentabilidades futuras, tal como había acontecido bajo el régimen de la Convertibilidad (Azpiazu y Schorr, *op. cit.*).

Finalmente, tras el estallido de diciembre de 2001, fue aprobada la Ley de Emergencia (Ley N° 25.561), que consagró la salida devaluatoria a la crisis, “desdolarizó” las tarifas de los servicios públicos privatizados, reafirmó la prohibición de indexación de las mismas y dispuso la renegociación de todos los

contratos firmados con las empresas privadas prestadoras de tales servicios (Azpiazu y Schorr, 2005). En marzo de 2002, la Provincia de Buenos Aires adhirió a las disposiciones de la norma sancionando su homóloga (Ley 12.858) y, complementariamente, ordenó a las prestatarias mantener la calidad de los servicios establecidos en los contratos de concesión (Decreto 2.088)⁶.

En ese marco, varios grupos económicos nacionales y extranjeros, entre los que se encontraban Camuzzi International S.A. y United Utilities S.A., ambos accionistas en aquel momento de la Inversora Eléctrica de Buenos Aires (IEBA S.A.), controlante de la EDEA S.A., realizaron presentaciones ante tribunales internacionales demandando al Estado argentino por el perjuicio que las modificaciones estructurales ocasionaban sobre sus inversiones en el país y el estado de sus finanzas. Durante la Convertibilidad, las empresas de servicios públicos privatizados recurrieron ampliamente al endeudamiento externo, por lo que, con la devaluación, quedaron ubicadas en una situación crítica, con pérdidas de aproximadamente el 68% de su facturación total (Arceo *et al.*, 2010), a lo que se sumó la falta de acceso al crédito. Por otra parte, también se encarecieron los insumos provenientes del exterior. La asimetría desmesurada a favor de las privatizadas había sido depuesta y, en medio de las controversias suscitadas y las presiones ejercidas por los consorcios afectados, comenzó a formularse un esquema económico depurado en el que las empresas del sector tendieran a percibir sus beneficios con una tasa de ganancia verdaderamente “justa” y “razonable”.

Pero la respuesta a tal oclusión inauguró un subsecuente ciclo de desinversión privada (FpC, 2009) y de largas negociaciones en todos los eslabones de la cadena eléctrica. La parálisis del desarrollo infraestructural, conjugada con el sostenido aumento del consumo eléctrico que experimentó la Argentina a partir de la recuperación de 2003, colocó al sector en un estado de emergencia energética, muchas veces utilizado en sí mismo por las compañías privatizadas como un medio de presión para restituir la estructura de su rentabilidad.

En efecto, la devaluación monetaria y el proceso inflacionario desatado desde entonces provocaron una elevación de los costos de producción que superó el ritmo de recomposición de los valores de una tarifa que se mantuvo casi “congelada”. Otros factores que complicaron el escenario energético se hallaron en el impacto de la “crisis gasífera” en un sector eléctrico que depende del gas natural en aproximadamente un 50% en el total de la generación eléctrica y un 90% en el total de la generación térmica (Secretaría de Energía, 2004), la histórica escalada de los precios internacionales del petróleo y de sus derivados a partir de 2005 y el clima generalizado de incertidumbre políti-

ca frente a un período de cambios recientemente inaugurado. El subdesarrollo eléctrico era ya parte del entramado productivo nacional.

La pérdida del contexto operativo y normativo favorable al desarrollo del capital privado requirió ser compensada por la acción estatal en materia de planificación e inversiones destinadas a la mitigación del desarrollo trunco de la energía eléctrica. En una situación que en 2003-2004 ya se evidenciaba como crítica, los planes del sector energético tuvieron dos orientaciones: a) soluciones de emergencia para atender las necesidades inmediatas del consumo eléctrico y paliar los efectos de la crisis; y b) soluciones estructurales de mediano y largo plazo para superar la crisis. Entre las primeras, a su vez, pueden distinguirse medidas destinadas a preservar y aumentar la oferta eléctrica y medidas de ahorro para reducir el nivel de la demanda. En la costa atlántica, las soluciones “tipo b” que fueron anunciadas, presupuestadas (tendido de línea de extra alta tensión, cierre de sub-anillo entre Mar del Plata y Villa Gesell y repotenciación de la Central Necochea) y, en algunos casos, licitadas (repotenciación de las centrales locales de Villa Gesell y Mar del Plata) se postergaron más allá de lo previsto o fueron retiradas de la agenda, y las soluciones “tipo a” colmaron la arena de las acciones, muchas veces con resultados dudosos o claramente negativos.

La imposibilidad de dar un salto discreto relativamente alto en un tiempo corto ampliando la capacidad de transmisión eléctrica llevó a optar por una estrategia basada en la instalación de pequeñas usinas móviles en los espacios más críticos de la zona. La incorporación local de potencia, además de equilibrar la oferta y la demanda de energía, permite estabilizar la tensión en determinados puntos de la red durante los momentos pico del consumo, sobre todo, en el sector comprendido entre San Clemente y Villa Gesell, y mejora las condiciones generales del suministro.

Sin embargo, esta acción no se practicó hasta principios de 2008, cuando entró en servicio la Central Térmica Pinamar que incorporó 21 MW al sistema local como parte del Programa de Generación Distribuida lanzado por ENARSA. En la segunda etapa del programa, y a poco de comenzar la temporada veraniega de 2010, fue instalada la Central Térmica Las Armas con una potencia de 10,4 MW. Ambas centrales fueron adjudicadas bajo licitación pública de ENARSA a la empresa Emgasud S.A. En enero de 2011, se completó el proyecto Las Armas con la adición de 21,58 MW, que sumaron una potencia instalada total en la central de aproximadamente 32 MW.

Ante los continuos aumentos de demanda eléctrica que se experimentaron año tras año desde 2003, y ante la falta de respuestas estructurales a la emergencia, las centrales de la costa incrementaron notablemente su

participación: registraron entre 2002 y 2006 un aumento de generación del 400% (Centrales de la Costa, 2007). Las unidades comenzaron a presentar cada vez mayor cantidad de horas de funcionamiento, ya que se las llamó a despachar prácticamente todo el día para cubrir la demanda, y eran paradas solamente ante la necesidad de realizarles reparaciones, lo que trae consigo elevados riesgos de roturas debido a la exigencia a la que son expuestas (Centrales de la Costa, 2007). Para complementar el suministro, en el último tiempo se debió acudir de forma constante a casi todos los restantes grupos diésel instalados en el área (Villa Gesell, San Bernardo, Mar de Ajó, San Clemente y Mar del Plata) que no participan en el MEM. Por último, debemos señalar que desde 2004 el Estado ha venido aplicando una política de subsidios, cada vez mayores, destinados a la adquisición de combustible para generación de termoelectricidad.

Conclusiones

El fin del Régimen de la Convertibilidad marcó el fin de una etapa de asociación estrecha entre la política macroeconómica y las políticas sectoriales de la energía, que había facilitado la reproducción y acumulación de capital por parte de las compañías que se hicieron con los activos más estratégicos del patrimonio público y/o incorporaron nuevas infraestructuras discrecionalmente allí donde las condiciones económicas resultaron favorables. Dicha asociatividad supuso la formación de un patrón de crecimiento en el sector eléctrico que pretendió contener la aparición de las contradicciones intrínsecas al desarrollo capitalista de las infraestructuras. Debe quedar claro, entonces, que esta versión del modelo energético de la reforma sólo pudo funcionar conservando en rigor el modo de desarrollo de los noventa, lo que supuso (a) una transferencia de rentas extraordinarias a los agentes privados que actúan en el MEM, a costa de (b) una formación gradada de estados de subdesarrollo eléctrico en los que el capital público debe participar a través de alguna forma compensatoria. En los espacios de baja o nula rentabilidad, la ortodoxia del modelo energético promovió un aumento del desarrollo geográfico desigual de las infraestructuras.

En tanto espacio “semi-marginal”⁷ de las inversiones privadas, la costa atlántica constituye un caso de especial interés para el análisis de la realidad eléctrica nacional, ya que su comportamiento energético estacional permite amplificar la revelación de las pautas de desarrollo infraestructural del modelo, que permanece vigente a pesar del cambio estructural de la Posconvertibilidad. Retomando las ideas de Topalov, podemos afirmar que a la tendencia

cíclica hacia la sobreacumulación de capital que sufre el macrosistema eléctrico se le agrega un ciclo de periodicidad anual, de menor magnitud pero regular, definido por las exigencias de consumo energético que impone el turismo estival. El resultado de esta superposición escalar de planos económicos es un espacio poco atractivo para las inversiones privadas en el sector. La ruptura de la asociatividad del modo de desarrollo de la mercantilización eléctrica representa pérdida de rentabilidad de las empresas energéticas e intensificación del subdesarrollo infraestructural en aquellos espacios donde ya existía o su aparición en los que la ecuación empresaria cruzó la frontera de la rentabilidad mínima admisible para justificar inversiones productivas. Puesto en los términos lógicos antes mencionados: se trata de un descenso en (a) a costa de un incremento en (b).

La “adecuación orgánica” a la dinámica energética del territorio local requiere una ampliación de la capacidad de generación y/o de transmisión eléctricas, con costos considerables y tiempos extensos de construcción que, ante el desinterés del capital privado, debe ser afrontado, tarde o temprano, mediante una desvalorización del capital público. Pero la acción estatal aún no produjo semejante iniciativa. Por el contrario, la participación estatal en la etapa reciente está consistiendo en acompañar el crecimiento mínimo indispensable del sector eléctrico local para que logre responder a la evolución de los picos de demanda actual; queremos decir, sin reserva de potencia ni margen de maniobra ante eventos de falla, sobreutilizando el equipamiento y buscando vencer la tasa de retorno del capital infraestructural a través del aprovechamiento de la divisibilidad que admite el segmento de generación (usinas transportables de baja potencia). Esta estrategia mitigadora, que está fuertemente condicionada por la necesidad de alimentar al sistema en el tiempo inmediato, igualmente implica una desvalorización del capital público que, además, resulta ineficiente e inequitativa.

Considerando el tiempo transcurrido desde que se produjo el cambio estructural argentino, queda abierta la pregunta de si los gestores de la energía han convertido la solución coyuntural y la preservación del predominio de las reglas de la mercantilización eléctrica en *el modelo a aplicar* en la costa atlántica –el subdesarrollo y la crisis como modelo de desarrollo energético– o si las acciones concretadas, tal vez, forman parte de una transición, difícil a consecuencia de los costos que implica la desestructuración del hondo entramado de la fase precedente, hacia un modelo de desarrollo energético alternativo.

Bibliografía

- ARCEO, Nicolás; GONZÁLEZ, Mariana; MENDIZÁBAL, Nuria y BASUALDO, Eduardo (2010) *La economía argentina de la posconvertibilidad en tiempos de crisis mundial*, Buenos Aires, Atuel, 298 pp.
- ARNERA, Patricia y NIZOVOY, Jorge (2007) "Transporte de energía eléctrica en Argentina: características, operación, tecnología". En *Bienal Internacional de la Industria Eléctrica, Electrónica y Luminotécnica*, Buenos Aires, URL: <http://www.cadieel.org.ar/esp/biel-2007-congreso-expo.php>
- AZPIAZU, Daniel (2005) *Las privatizadas (II). Ayer, hoy y mañana*, Buenos Aires, Capital Intelectual, 112 pp.
- AZPIAZU, Daniel; BONOFIOLIO, Nicolás y NAHON, Carolina (2008) *Agua y Energía: mapa de situación y problemáticas regulatorias de los servicios públicos en el interior del país*, Buenos Aires, FLACSO, 193 pp.
- AZPIAZU, Daniel y SCHORR, Martín (2005) *Crónica de una sumisión anunciada: Las renegociaciones con las empresas privatizadas bajo la Administración Duhalde*, Buenos Aires, Siglo XXI, 296 pp.
- AZPIAZU, Daniel y SCHORR, Martín (2010) *Hecho en Argentina: industria y economía, 1976-2007*. Buenos Aires, Siglo XXI, 304 pp.
- BERTONCELLO, Rodolfo (2006) "Turismo, territorio y sociedad. El 'mapa turístico de la Argentina'". En GERAIGES DE LEMOS, Amalia I.; ARROYO, Mónica y SILVEIRA, María Laura (comp.), *América Latina: cidade, campo e turismo*. San Pablo, CLACSO, pp. 317-335.
- CAMMESA (2011) *Boletines Informativos Semanales N° 2 al 9*, URL: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- CENTRALES DE LA COSTA (2007) *Informe Mensual Diciembre 2007*. La Plata, Centrales de la Costa Atlántica S.A.
- CHISARI, Omar y RODRÍGUEZ PARDINA, Martín (1998) *Algunos determinantes de la inversión en sectores de infraestructura en la Argentina*, Buenos Aires, CEPAL y UADE, 74 pp.
- DE RUS, Ginés; CAMPOS, Javier y NOMBELA, Gustavo (2003) *Economía del transporte*, Barcelona, Antoni Bosch editor, 480 pp.
- EDEA (2008) *EDEA. Una compañía para muchas generaciones*, Mar del Plata, Departamento de Relaciones Institucionales de EDEA S.A., 22 pp.
- FUNDACIÓN PARA EL CAMBIO (FpC) (2009) *Los subsidios en Argentina I. Marco general y sector energético*, Documento N° 31, Buenos Aires,

- URL: <http://www.paraelcambio.org.ar/contenido/dtrabajo/2009-03-dt31-subsidios-en-argentina.pdf>
- 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 (2007a) *La calidad del servicio eléctrico argentino. Verano 2007*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0018.pdf>
- FUNDELEC (2007b) *El crecimiento del transporte eléctrico argentino*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0016.pdf>
- FURLAN, Adriano (2009) "Deficiencias estructurales del suministro eléctrico en el Sudeste Atlántico Bonaerense". En *Contribuciones Científicas GAEA*, Vol. 21, pp. 107-119.
- FURLAN, Adriano (2010) "La cuestión electroenergética en la Argentina. Aportes para la formación de un marco interpretativo". En *Contribuciones Científicas GAEA*, Vol. 22, pp. 225-236.
- GARCÍA DELGADO, Daniel (2007) *Crisis energética y desarrollo con inclusión social*, Publicación institucional de FLACSO, URL: <http://www.flacso.org.ar/uploaded-files/Publicaciones/>
- INDEC (2008) *Estimaciones de población total por departamento y año calendario. Período 2001-2010*, URL: <http://www.indec.mecon.ar/>
- LENGUITTI, Armando y CEBREIRO, Mario (2005) *La expansión del sistema de transporte de energía eléctrica. Alternativas regulatorias para superar las dificultades actuales*, URL: <http://www.ateera.org.ar/trabajos-tecnicos.htm>
- OCEBA (1997) *Contratos de Concesión Municipal y Provincial*, URL: <http://www.oceba.gba.gov.ar/Paginas/concesiones/contratos.html>
- PISTONESI, Héctor (2000) *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*, Santiago de Chile, Naciones Unidas, 72 pp.
- ROMERO, Carlos Adrián (1998) *Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino*, Buenos Aires, CEPAL y UADE, 60 pp.
- SANTOS, Milton (2000) *La naturaleza del espacio. Técnica y tiempo. Razón y emoción*, Barcelona, Ariel, 348 pp.

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2004) *Estudio de Factibilidad del Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de la Provincia de Buenos Aires*, URL: <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>

TOPALOV, Christian (1979) *La urbanización capitalista. Algunos elementos para su análisis*, México D.F., Edicol, 186 pp.

Normativa

Ley Nacional 25.561/02

Leyes Provinciales N° 11.769/96 y N° 12.858/02

Decreto N° 2.088/02.

Sitios de Internet

Sitio de la Secretaría de Energía <http://energia3.mecon.gov.ar/>

Sitio de CAMMESA <http://portaweb.cammesa.com/default.aspx>

Sitio de Centrales de la Costa Atlántica S.A. <http://www.centralesdelacosta.com.ar/>

Sitio del OCEBA <http://www.oceba.gba.gov.ar/>

Sitio de Transener S.A. <http://www.transener.com.ar/pre-home.php>

Notas

¹ Aunque la permisión frente a la clandestinidad no es calificada directamente por Carlos Romero como un indicador de la ineficiencia del modelo que entró en crisis a finales de los ochenta, éste sí señala que las pérdidas no técnicas relacionadas con el hurto de la energía fue uno de los principales problemas que tuvo que ser afrontado por los concesionarios de distribución (Romero, 1998: 11).

² En un trabajo anterior (Furlan, 2009) mostramos que los actores del sector eléctrico (empresas, organismos públicos, sindicatos, asociaciones, instituciones académicas, etc.) coinciden en que el tendido de una línea de 500 kv para vincular la costa atlántica con el Sistema Argentino de Interconectado (SADI) es considerado la solución a los problemas del abastecimiento para los próximos 10 ó 15 años.

³ Según los marcos regulatorios eléctricos nacional y provincial, las tarifas que cobran los transportistas se fijan en función de las actividades de

operación y mantenimiento. Éstas no incluyen en su determinación los costos de expansión del sistema.

⁴ El marco regulatorio puede actuar incluso en perjuicio de la conservación de la capacidad de transporte existente al momento de la privatización. Chisari y Rodríguez (1998: 35) afirman que “las empresas transportistas comienzan 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”. Y agregan: “De esta forma, se introduce un cierto grado de separación entre la responsabilidad por la operación y el mantenimiento y las decisiones de inversiones en el sistema” (p. 8).

⁵ Conviene realizar dos aclaraciones sobre el marco general. Primero, al decir “compañías privatizadas” nos estamos facilitando la identificación de las unidades de negocio que ofrecieron atractivo al capital entre la totalidad de las unidades productivas sujetas a privatización y que, por lo tanto, resultaron ser beneficiarias de las políticas económica y energética aplicadas durante el período convertible. Y segundo, un estudio pormenorizado del comportamiento económico del sector eléctrico en los noventa mostraría tasas de ganancia interna diferenciadas en función de distintas variables, entre las que cabe recordar algunas ya mencionadas: segmento de actividad, tipo de central, localización, normativa, etc.

⁶ El “congelamiento” afectó los valores del cargo fijo de la tarifa. Por ejemplo, el cargo fijo de las tarifas Residencial y Residencial Estacional se mantuvo plano hasta agosto de 2008, cuando se produjo el llamado “Tarifazo”, y en 2010 se produjeron nuevos ajustes. Los cargos variables de dichas categorías tarifarias sí se ajustaron periódicamente desde mayo de 2002, percibiendo un crecimiento acumulado (cálculo promedio en función del costo creciente del cargo variable por mayor consumo) del 4% en enero de 2005, del 19% en agosto de 2007, del 37% en agosto de 2008, del 45% en abril de 2010 y del 50% en agosto de ese mismo año en el caso de la Tarifa Residencial; y del 7%, 36%, 40%, 72% y 73% en iguales cortes en el caso de la Tarifa Residencial Estacional (datos del OCEBA).

⁷ Utilizamos el término “semi-marginal” teniendo en cuenta que el segmento monopólico de la distribución ha sido privatizado, mientras que no se realizaron inversiones privadas en las actividades liberadas a los mecanismos de mercado.

Recepción: 14 de junio de 2011. Aceptación: 18 de agosto de 2011