

**VIII ENCUENTRO INTERNACIONAL DE INVESTIGADORES DE LA
RED LATINOAMERICANA DE COOPERACIÓN UNIVERSITARIA**

**Desafíos del siglo XXI: temas de agenda de los Gobiernos Latinoamericanos
Universidad de Concepción del Uruguay, Provincia de Entre Ríos (Argentina)
22 y 23 de Noviembre de 2012**

Mesa “Crisis económica”

**Inversión y Calidad del Servicio Eléctrico.
Evolución y Desempeño+.**

Carlos M. Alasino¹

Resumen

Se examina el desempeño en los últimos años del sector eléctrico a la luz de la inversión en equipamiento y los indicadores disponibles sobre la calidad del servicio. El análisis se realiza destacando el contexto de elevado crecimiento económico que se verifica luego de la devaluación y el rol que asume el Estado en el sector eléctrico a partir de la ley de emergencia pública N° 25561. Se aborda en primer lugar la expansión de la demanda de electricidad y el comportamiento de la inversión en generación y en transporte eléctrico. Se busca luego caracterizar la situación en materia de calidad del servicio, evaluando su desempeño reciente en los tres segmentos que componen la industria eléctrica, generación, transporte y distribución.

Palabras Clave: electricidad, inversión, calidad, Argentina

Abstract

We examine the performance of the electricity sector during the last years, taking into consideration the investment in equipment that has been done and the available quality service indicators. The analysis is performed highlighting the context of high economic growth that takes place after the devaluation and the role assumed by the State in the electricity sector from the Public Emergency Law No. 25561. First, we must address the increase in demand of electricity and the behaviour of

¹ Profesor de la Universidad Abierta Interamericana y de la Universidad Nacional de Quilmes (Argentina). Correo e.: carlosalasio@yahoo.com.ar

the investment in generation and electricity transmission. The aim is then to characterize the situation in terms of quality of service, evaluating recent performance in the three segments that make up the electricity industry: generation, transmission and distribution.

Keywords: electricity, investment, quality, Argentina

Fecha de recepción: 15/10/2012

Fecha de aprobación: 28/6/2013

Introducción

La economía argentina transitó en los últimos años una senda de extraordinario crecimiento económico. El consumo eléctrico creció también a un ritmo muy elevado. En torno del año 2007 sin embargo se presentaron problemas de escasez y se apelaron a diversas medidas, entre ellas las restricciones cuantitativas y los cortes de suministro. La inversión en equipamiento eléctrico hasta aquél año había sido muy baja y no fue capaz de acompañar la demanda de electricidad. Las restricciones de suministro entonces son consecuencia de un elevado crecimiento del PBI pero también de falta de inversión.

El Estado asume en el sector eléctrico un nuevo rol en el marco de la ley de emergencia pública N° 25561 promulgada en enero 2002 y las políticas instrumentadas incluyen renegociación de contratos, congelamiento de tarifas, subsidios y contribuciones. El Estado en este nuevo marco planifica las inversiones, decide los destinos y dispone su financiamiento incluso con nuevos cargos o con transferencias del tesoro nacional. Las inversiones y el congelamiento de tarifas por su parte inciden y definen la trayectoria de la calidad del servicio.

El trabajo examina el desempeño del sector eléctrico y los resultados de esta intervención sobre la inversión en equipamiento eléctrico y la calidad del servicio. En una primera sección se estudia la expansión del consumo de electricidad y su relación con el crecimiento económico que se registra después de la devaluación. A continuación se presenta una breve descripción de la estructura del sector eléctrico argentino. En las secciones siguientes se examinan el comportamiento de la inversión en generación y en transporte eléctrico y el desempeño de la calidad del servicio que sugieren los indicadores disponibles en materia de generación, transporte y distribución eléctrica. Una sección final resume las principales conclusiones.

El crecimiento de la demanda de electricidad

La demanda de electricidad creció a un elevado ritmo en el período 2002/2011: 4,77 % según la Tabla 1, aunque en el año 2009 tuvo una caída del 1,30 % como consecuencia de la retracción de la economía que acusó el impacto de la crisis internacional. Este comportamiento tuvo mucho que ver con el fuerte crecimiento del PBI que se expandió a razón del 7,73 % anual. El crecimiento fue sin embargo más elevado entre 2002 y 2007. El PBI lo hizo al 8,83 % anual, la demanda de electricidad al 6,12 % y el consumo de electricidad por habitante al 5,11 % anual. Fue justamente en 2006-2007 que comenzaron los problemas de abastecimiento de electricidad².

El consumo eléctrico en los años noventa mostró también un dinamismo importante creciendo al 5.64 % anual entre 1992 y 1998. El PBI se expandió a razón del 4,71 % anual entre ambos años, aunque luego entró en una fase depresiva cayendo sucesivamente en los cuatro años siguientes, acumulando una reducción del 18 % entre 1998 y 2002. A pesar de ello, la demanda eléctrica siguió creciendo a tasas respetables, a excepción de lo ocurrido en 2002, y, como consecuencia, entre 1992/2002 la tasa anual de crecimiento resultante fue significativa, 4,40 % anual. El consumo de electricidad por habitante se expandió a su vez al 3,22 % anual. La retracción económica observada a partir del año 1998 no afectó entonces la demanda eléctrica y esta continuó creciendo, impulsada por una abundante oferta y una baja significativa de los precios de la energía en el mercado mayorista. Otros factores habrían estimulado este comportamiento. La electricidad tiene características de bien necesario y por ello no es muy sensible al ciclo económico (Figura 2). Habría existido además a comienzos de los noventa una elevada demanda insatisfecha que contribuyó a disparar el consumo estimulado por la relativa abundancia de electricidad. En este sentido, merece destacarse que el consumo eléctrico por habitante en 1992 era de apenas 1410 KWh según el Banco Mundial. Niveles similares tenían Brasil (1491), Chile (1462), México (1311) y Uruguay (1366)³.

² Urbiztondo (2004) sitúa la crisis energética en torno de 2004. Según su enfoque, se verificó una insuficiencia de producción y transporte de gas natural, originado en un aumento de demanda para generación eléctrica, parálisis de las inversiones post devaluación y congelamiento de tarifas en gas y electricidad, que estimuló su consumo al abaratare respecto de sus sustitutos (GLP, naftas, etc). Se verificó así un aumento del consumo de gas y electricidad en torno al 30 % entre el primer trimestre de 1998 y primer trimestre de 2004 cuando el PBI creció sólo 8 % y la producción industrial aumentó sólo un 2 %.

³ Los últimos datos del Banco Mundial, 2009, complementan este panorama. El consumo en Argentina, 2759 KWh, aunque inferior a los 3389 KWh de Chile, era bastante más elevado que el de Brasil (2206) o México (1943) y en nivel superiores a los de Uruguay (2671). De todas maneras, estos valores están muy por debajo de los que exhiben por ejemplo Australia (11113), España (6696), Nueva Zelanda (9346) o Sudáfrica (4523)

El crecimiento económico de la fase post devaluación requirió menos electricidad que en la década previa: cada 1% de crecimiento del PBI demandó sólo 0,7 % de electricidad entre 2002 y 2007, muy por debajo del 6 % que se registró entre 1992 y 2002 (Tabla 1).

El elevado ritmo de expansión sin embargo planteó exigencias severas al sistema eléctrico. Una PBI creciendo al 8,83 % en el lapso 2002/2007 agotó las reservas de capacidad disponibles generadas en los años anteriores y aparecieron así los primeros problemas en el abastecimiento. Diversos factores en el año 2007 (clima, falta de gas, escasez de agua, salida de varias turbinas de centrales eléctricas) obligaron a restricciones y cortes de servicio a las industrias en el marco de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 1282/06, que alcanzaron unos 1200 MW de potencia y afectaron a casi 5000 industrias en las horas pico del lapso que medió entre junio y Agosto. La demanda de los grandes consumidores acusó los cortes y se redujo un 0,7 % (Tabla 2), habiendo sido necesario además importar en forma continuada desde Brasil unos 1000 MW. Estudios de Fundelec (2007a) señalaron que en el invierno de 2007 el país tuvo un déficit de 2200 MW de potencia para lograr el abastecimiento. El clima en 2008 no planteó exigencias al sistema eléctrico, con un invierno benigno que tuvo una de las menores cantidades de días fríos; no obstante, la escasez se hizo sentir nuevamente y los cortes y restricciones a las industrias continuaron, reduciéndose la demanda en un 0,3 %. Tampoco el año 2009 planteó exigencias en materia de temperatura, aunque la crisis internacional impactó sobre el nivel de actividad industrial y la demanda de los grandes consumos se contrajo 9,3 %. La crisis internacional alivió así las presiones sobre el sistema eléctrico argentino.

Las evaluaciones de riesgo realizadas en 2002 y 2003 expuestas en la web de CAMMESA ya advertían estos problemas de escasez. Estimaban que las exigencias sobre el sistema eléctrico superarían las condiciones estructurales y planteaban la necesidad de incorporar hacia el año 2007 unos 1200 MW, aunque para operar con un margen de mayor seguridad sugerían incorporar 1600 MW. Nada de esto había ocurrido. La inversión en generadores de electricidad entre 2002 y 2007 no tuvo variación de importancia. Era de 23616 MW en 2002 y en diciembre de 2007 alcanzó los 24407 MW⁴ (Figura 4). Pero la actividad económica se expandió en ese lapso 53 % y la demanda eléctrica de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista lo hizo en un 35 % pasando desde los 76486 GWh a 102960 GWh. El elevado crecimiento económico, pero también la falta de inversión,

⁴ Estos valores surgen de la información de CAMMESA agregando la potencia instalada en el MEM y en Mercado Mayorista Sistema Patagónico que recién se interconectaron en 2006. Si se utilizan los datos del ENRE la variación de la potencia instalada entre ambos años es menor a 600 MW.

fueron así el origen de los problemas de abastecimiento que se presentaron a partir de 2006. ¿De dónde provino la electricidad que alimentó el extraordinario crecimiento económico que se verificó entre 2002 y 2007? ¿Cómo evolucionó la inversión en la industria eléctrica? ¿Cuál fue el desempeño de la calidad del servicio? Esto es lo que se intenta responder en lo que sigue.

Estructura de la industria eléctrica

La satisfacción de las necesidades de electricidad de los usuarios requiere de generación, transporte y distribución. Por ello, el sistema eléctrico se estructura físicamente en torno a los centros de generación, la red de transporte y las instalaciones de distribución y, superpuesto a este sistema físico, el Sistema de Operación y Despacho. Se identifican aquí los agentes del mercado: generadores, transportistas, distribuidores y consumidores del servicio eléctrico que se dividen en Grandes Usuarios y Usuarios Finales. Un despacho central de cargas a su vez determina dónde, quién y cuánta electricidad se genera, siendo la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) encargada de administrarlo. La CAMMESA se ocupa de coordinar las operaciones de despacho, de responder por el establecimiento de los precios y de administrar las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El generador es el que vende la energía en el mercado. Las características tecnológicas de la actividad hicieron que las normas regulatorias la definan como una actividad de “interés general” que opera en un mercado de competencia. No existen barreras al ingreso de nuevos productores siempre y cuando sean generadores térmicos, mientras que la generación hidroeléctrica está sujeta a concesión por parte del Estado. El transporte y la distribución de electricidad en cambio son caracterizados como “servicio público” que se presta en condiciones de monopolio por la presencia de economías de escala y la regulación tiende a evitar el abuso de posición dominante.

El transportista es el que vincula la demanda con la generación y a quien el Estado le otorgó en concesión para que preste el servicio en condiciones monopólicas. Los distribuidores por su parte son aquellos a quienes el Estado les otorgó en concesión el servicio público de abastecer a usuarios finales en una determinada región, en condiciones también de monopolio.

El transporte de energía eléctrica está regulado por el Estado nacional y está conformado por tres segmentos:

- a) El Sistema de Transporte de energía eléctrica en alta tensión constituye un sistema de transmisión entre regiones eléctricas: corresponde a Instalaciones de tensiones iguales o mayores a 220 KV siendo concesionario la empresa Transener S.A. y varios transportistas independientes supervisados por Transener S.A. ;
- b) El Sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal: corresponde a instalaciones de tensiones iguales o superiores a 132 kV y menores a 400 kV, siendo las concesionarias en cada región eléctrica: Transnoa S.A., Distrocuyo S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Transco S.A. y Transba S.A.; y
- c) Prestadores de la función técnica de transporte (PAFTT): corresponde a instalaciones superiores a 132 o inferiores a 132 kV de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista no transportistas (generadores y/o distribuidores regulados por aplicación de la Res. Ex Sec de Energía N° 159/94, SE N° 406/96, SE N° 91/97 y SE N° 428/98) y es prestado en la actualidad por un conjunto importante de distribuidores provinciales.

Los distribuidores están obligados a suministrar la totalidad de la energía que les sea demandada por los usuarios finales en la región que recibieron en concesión, garantizando niveles de suministro adecuados y a través de tarifas aprobadas por el Poder Concedente.

El Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) regula la distribución solamente en el área metropolitana que está a cargo de⁵:

- a) Edenor S.A. concesionaria de la distribución de electricidad en el noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires, abarcando una superficie de 4637 kilómetros cuadrados; y b) Edesur S.A. concesionaria de la distribución de electricidad en la zona sur de la Ciudad de Buenos Aires y doce partidos del Gran Buenos Aires abarcando un área de 3309 kilómetros cuadrados. Ambas distribuidoras representaron en el año 2010 según datos de la Secretaría de Energía un 37 % del total de MWh facturados en el país y un 35 % del total de usuarios.

El Poder concedente del servicio de distribución en las provincias son los respectivos Estados provinciales. En general existe una empresa distribuidora por provincia aunque en algunas de ellas el servicio de distribución es prestado por varias, la provincia de Buenos Aires por ejemplo, y en

⁵ Edelap, Empresa de Distribución de La Plata pasó a jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires en Marzo del año 2011 por decreto 1853/2011.

varias de ellas las cooperativas son relativamente muy importantes como distribuidores (Buenos Aires, Córdoba, Santa Fé, Entre Ríos, Chubut, La Pampa, Neuquen, Misiones).

El esquema de regulación en los años noventa creado por la ley 24065 se concentró en la fijación de reglas y normas que establecieron un marco de funcionamiento al accionar de la iniciativa de los agentes⁶. El conjunto de normas fue asimismo cambiando conforme evolucionaba el nuevo esquema, habiéndose contabilizado alrededor de doce versiones de los Procedimientos que regulan la operación del sistema en casi ocho años de vigencia (Pistonesi, 2001). De todas maneras, el esquema ponía énfasis en un Estado que establecía un marco al accionar de los diversos agentes, brindando información, diagnóstico y cursos futuros de la industria eléctrica. Este marco de funcionamiento sigue el modelo de regulación y control por resultados dejando a las empresas libertad sobre cuestiones operativas de la explotación, en el cual las sanciones deberían operar como disuasivos de los incumplimientos, incentivando a las distribuidoras y transportistas a realizar las inversiones necesarias para evitar la imposición de multas por fallas en la prestación del servicio.

A partir del año 1998, tímidamente, y con la salida de la convertibilidad más intensamente, la participación del Estado en el sector eléctrico argentino adquirió otras características; se minimizó el rol del Estado como emisor de señales que guiaran el accionar de los agentes y se privilegió en cambio el rol del Estado decidiendo directamente en materia de tarifas, planificación, inversión y financiamiento. La ley de emergencia pública 25561 es la piedra angular de este cambio. El Estado toma las decisiones de esta manera no tanto en base a los documentos y reglas previas, sino con el respaldo de las normas y resoluciones que el Poder Ejecutivo con el asesoramiento de la Secretaría de Energía y el Consejo Federal de la Energía iban dictando conforme las circunstancias. Se delegan así en el Poder Ejecutivo Nacional diversas facultades, entre las que se encontraba la autorización para renegociar los contratos de servicios públicos. Este renegociación debería a su vez tener en cuenta: a) impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y distribución del ingreso; b) calidad de los servicios y los planes de inversión; c) interés de los usuarios y accesibilidad de los servicios; d) seguridad de los sistemas comprendidos; y e) rentabilidad de las

⁶ El esquema regulatorio para las ampliaciones de las inversiones en transporte que se instrumentó a comienzo de los años noventa se mostró ya a partir de 1995 incapaz de generar las inversiones necesarias y comenzó a ser revisado. FIEL (1999) ha señalado que este esquema tenía demasiadas limitaciones y que la experiencia en materia de expansión de la red de transporte a la luz de estas normas, particularmente la de gran escala, ha sido negativa.

empresas. Las tarifas fueron así congeladas para los consumidores residenciales en tanto que fueron sufriendo ajustes para los usuarios comerciales e industriales⁷.

En este nuevo marco, una regulación eficaz según el ENRE “...exigiría (...) preservar el funcionamiento de reglas de mercado que, al mismo tiempo, eviten los efectos no deseados provocados por la existencia de los monopolios, desaceleren la concentración del ingreso, promuevan una mayor equidad y justicia distributiva, garanticen el abastecimiento y las restantes condiciones requeridas para la sustentabilidad futura del sistema (realizando las expansiones que sean necesarias) y estimulen el crecimiento de la economía”. Para el logro de estos objetivos, el Ente Regulador Nacional ha destacado que “...el Estado debía asumir un rol más activo, implementando nuevas acciones que complementen el modelo de regulación y control por resultados concebido inicialmente, mediante una política regulatoria más amplia y preventiva, que tome en cuenta aspectos que podrían quedar relegados por la simple aplicación de los postulados del modelo de regulación y control por resultados”. El nuevo marco de funcionamiento, en particular en lo que se refiere a las inversiones en transporte eléctrico, configura así un Estado que “...orienta, planifica, diseña y desarrolla proyectos de obras que puedan dar mayor sustentabilidad, mayor calidad y mayor seguridad al servicio eléctrico nacional, más allá de la concentración de la demanda” (Fundelec, 2007 b).

Evolución de la Inversión en la Industria Eléctrica

Inversión en Generación

La potencia instalada del sistema eléctrico argentino tuvo muy poca variación entre 2002 y 2007 (Figura 4). La demanda de electricidad creció sin embargo un 35 % a razón del 6,12 % acumulativo anual y la oferta de generación lo hizo al 0,66 % al año (Tabla 1). La potencia para generar semejante crecimiento provino claramente entonces de la inversión en generación de los años previos. Más aún, Pistonesi (2001) ha destacado en esos años un sobreequipamiento con origen en la conducta inversora de los actores privados que instalaron una excesiva cantidad de centrales térmicas turbogas y ciclos combinados motivadas en un ventajoso acceso al uso del gas natural. Una

⁷ Las tarifas residenciales en varias provincias comenzaron a ajustarse en 2005 y las vigentes en regiones reguladas por el Estado Nacional sufrieron el primer cambio recién en Octubre 2008 afectando sólo a grandes consumos, aproximadamente 15 % de los usuarios. A fines de 2011 se estimuló la renuncia voluntaria a los subsidios y luego se hizo obligatorio para ciertos barrios, estimándose que afectó al 6 % de la población (Fundelec, 2012)

“falta de coordinación global” posibilitó que los agentes privados sobreinvertieran aunque dicho diagnóstico destaca asimismo que “...esa evolución en la capacidad instalada permitió superar sin problemas de abastecimiento los períodos de sequía en los últimos años de la década del 90”. Visto lo ocurrido con la demanda de electricidad en la fase postdevaluatoria, debería agregarse entonces que esa “evolución en la capacidad instalada permitió superar la falta de inversión en generación que se verificó entre 2002 y 2007”.

Con posterioridad a 2007, la inversión en generación comenzó a activarse, agregándose en 2008 unos 1800 MW y en torno de 3500 MW en los tres años siguientes como resultado de nuevas centrales, ampliaciones y terminaciones de centrales existentes (Figura 4). Se destacan aquí las nuevas centrales Gral. Belgrano (Campana) y Gral. San Martín (Timbues) que aportaron unos 1700 MW, las ampliaciones de Yaciretá tendiendo hacia la cota de diseño y los pequeños equipos del programa de “Generación Distribuida” de ENARSA que aportaron aproximadamente unos 700 MW⁸. Durante los primeros ocho meses del año 2012 se habrían incorporado a su vez unos 1300 MW, básicamente como resultado de ampliaciones de las Centrales de Pilar (Córdoba), de Ensenada de Barragan y la habilitación precaria de ampliaciones por 280 MW en la Central Brigadier Lopez de Santa Fé.

En el lapso 2007 y 2012 se agregaron entonces 6650 MW. Entre 2002 y 2012, muy poco más, unos 7400 MW, dado que el sistema demoró casi cinco años en concretar inversiones de importancia en materia de generación. La inversión entre 2002 y 2012 resulta entonces bastante menor a la registrada en el período previo, 1992 y 2002, donde se concretaron aumentos de potencia de 9555 MW⁹. En términos relativos este esfuerzo inversor resulta significativamente más importante que el realizado en el período 2002/2012: 5,32 % anual de crecimiento versus 2,78 % anual. El período post devaluación usufructuó así la inversión de los años previos en materia de generación, ya que vio crecer la demanda eléctrica al 4,74 % anual en tanto que habría invertido en equipamiento a razón del 2,78 % anual (Tabla 1)

⁸ Estos son pequeños generadores destinados a entregar potencia al sistema en forma rápida e inmediata en situaciones de emergencia y transitoria distribuidos en las provincias “...hasta tanto estén en condiciones operativas máquinas de gran potencia y mayor eficiencia” según expresa el sitio web de ENARSA, propietaria de los equipos

⁹ La primera incorporación importante en este período fue la entrada en funcionamiento en 1993 del primer módulo (700 MW) de la Central Piedra del Águila sobre el río Limay construida por la empresa estatal Hidronor S.A. y operada por Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. desde la privatización en 1993. Al año siguiente entró en funcionamiento el segundo módulo.

La estructura del parque generador experimentó asimismo algunos cambios. El parque térmico ganó en importancia, avanzando desde el 48 % que representaba en 1992 al 55 % en 2002, para situarse a mediados de 2012 en torno del 60,5 %. Las plantas de generación con turbinas de ciclo combinado, prácticamente inexistentes a comienzos de los noventa, pasaron a representar en 2002 casi el 50 % de los equipos de generación térmica, manteniéndose en 2011 en torno del mismo valor¹⁰. La participación del sector privado por su parte se habría reducido desde 79 % que representaba en 2002 al 75,5 % en 2010.

La inversión en generación de electricidad de los años recientes no sólo es reducida a la luz de lo ocurrido en los años noventa. Es también reducida desde una perspectiva de más largo plazo que tenga en cuenta gran parte de la historia de la electricidad en Argentina. Solamente hay un período de esa historia, 1942 a 1952, en que se observó una tasa anual de crecimiento de la oferta de generación de electricidad inferior a la registrada en el período 2002/2012 (Figura 1).

Inversión en Transporte

La inversión en el sistema de transporte de alta tensión en el lapso 2002 y 2011 fue significativamente más elevada que la observada en el lapso 1992 y 2002. En aquél se habilitaron 4093 km de líneas con un incremento en la potencia instalada de transformación de 5200 MVA (Tabla 3). Entre 1992 y 2002 en cambio los km de líneas habilitados fueron 2477 y el incremento en la potencia de los transformadores fue de 2250 MVA.

La inversión en el sistema de transporte de distribución troncal en cambio creció más rápidamente en el lapso 1992 y 2002, incorporándose 2705 km de líneas y 2415 MVA de potencia de transformación, creciendo al 2,48 % anual y 3,41 % anual respectivamente¹¹ (Tabla 3).

El transporte en alta tensión a cargo de Transener ha sido el principal destino de la inversión en transporte de electricidad de los últimos veinte años. De acuerdo a relevamientos realizados por el ENRE¹², en efecto, el 82 % del monto total invertido en transporte eléctrico entre 1994 y 2010 se destinó al transporte en extra alta tensión y el 18 % restante estuvo destinado al sistema de

¹⁰ La generación de electricidad con turbinas de ciclo combinado es una tecnología moderna que reduce el impacto ambiental y eleva el rendimiento de una central de ciclo único, que se estima en un 60 % adicional al de una turbina de gas, aunque persisten las desventajas de utilizar recursos no renovables y afectar el medio ambiente al emitir gases contaminantes.

¹¹ No se incluye aquí la inversión en distribución troncal en el área patagónica.

¹² Se refiere al relevamiento anual de las obras de ampliación de la capacidad de transporte que desde 1994 realiza el Área de Análisis Regulatorio y Estudios Especiales del ENRE que se publica en los informes anuales de cada año.

transporte por distribución troncal con la siguiente estructura: Transnoa (7 %), Transba (3,8 %), Transnea (2,2), Transpa (2,7 %), Distrocuyo (0,9 %) y Transcomahue - EPEN (1,5 %). En los años recientes, la inversión en transporte de alta tensión recibió aun más atención, a punto tal que el monto invertido entre 2003 y 2010 alcanzó el 85 % del total, en tanto que el destinado al transporte por distribución troncal dentro de las diversas regiones eléctricas alcanzó el 15 % restante.

La inversión en el sistema transporte en alta tensión del último período alcanzó asimismo relevancia recién a partir de 2006. Se inaugura en este año la interconexión del Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) con el resto del país (MEM) a través de la línea Choele Choel - Puerto Madryn, iniciada en Abril de 2004; fue la primera obra concretada del denominado Plan Federal de Transporte en 500 KV, un importante programa de inversiones en transporte eléctrico financiado en su mayor medida por recursos provistos por el Estado nacional. Las otras obras incluidas en el Plan Federal en 500 kV que luego se inauguraron son:

- a) Tramo Mendoza-San Juan de la línea minera (180 km): fue inaugurada en 2007 y entre sus beneficios se incluyó la mejora del abastecimiento de San Juan y la provisión a la actividad minera; estudios de CAMMESA sin embargo le adjudicaron carácter extratendencial y el abastecimiento de una demanda futura;
- b) Línea Puerto Madryn – Santa Cruz Norte (Pico Truncado) de 547 km entró en funcionamiento relativamente pronto, 2008, y su ejecución se respaldó en que provocaría un aumento en la confiabilidad y capacidad de conexión entre el SADI y la región sur del país; las simulaciones de CAMMESA sin embargo no le asignaban en el corto plazo elevada importancia y urgencia, debido a que el tráfico sería muy reducido si no hubiera aumento de generación o incrementos extratendenciales de la demanda;
- c) La tercera Línea que vincula Yacyretá con la zona del Gran Buenos Aires a través de 912 km fue finalizada en 2008 y 2009 y su construcción estuvo asociada a la inyección del incremento de potencia derivado del aumento de la cota de Yacyretá a 83 metros;
- d) El Tramo Recreo-La Rioja de 190 km fue inaugurado en 2009 y los estudios de CAMMESA señalaban que estaba destinada a “alimentar posible demanda extratendencial futura que adicionalmente podría mejorar la seguridad y calidad de abastecimiento de la demanda existente en La Rioja”; con los tramos Neuquén – Mendoza, Mendoza – San Juan y San Juan - La Rioja constituyen la llamada línea minera;
- e) Tramo El Bracho (Tucumán) - Cobos (Salta) de 285 km de longitud en el Noroeste y Línea Resistencia-Gran Formosa de 165 km en el Noreste, inaugurados ambos en 2010;

f) Extensión en 2011 del sistema de transmisión de 500 kV en 1463 km, con el cierre del anillo Cobos-Resistencia en la región Noreste (Interconexión NOA – NEA) al entrar en servicio las líneas Cobos-San Juancito, Cobos-Monte Quemado (Santiago del Estero), Monte Quemado- R. Saenz Peña (Chaco) y R. Saenz Peña -Resistencia y el cierre del anillo Gran Mendoza-Agua del Cajón en la región de Cuyo (Interconexión Comahue – Cuyo), con las entradas en servicio de las líneas Gran Mendoza-Río Diamante y Río Diamante-Agua del Cajón. Con estas dos obras, se modificó el carácter radial del sistema de transporte eléctrico del país. Los estudios de CMMESA por su parte destacaban que la interconexión El Bracho – Resistencia, si bien aumentaba la capacidad de exportación del NOA y de importación de Brasil, requería complementariamente para llegar a altos niveles de uso incorporar generación en el NOA con el consiguiente gas asociado.

El sistema de transporte eléctrico en alta tensión queda así conformado tal como se presenta en la Figura 3.

Una de las obras importantes incluidas en el Plan Federal en 500 kV aún no finalizadas es la interconexión Pico Truncado-Río Gallegos con sus derivaciones a Río Turbio y El Calafate, de unos 1000 km de longitud total, destinada a mejorar la confiabilidad del vínculo entre el sistema argentino y el sur de la Patagonia, a impulsar el desarrollo regional del sur y a evacuar la generación de electricidad que se espera realizar en futuras centrales, entre las que se incluye la central a carbón de Río Turbio actualmente en construcción y los proyectos de Condor Cliff – La Barrancosa sobre el río Santa Cruz.

El Plan Federal en 500 kV comenzó a perfilarse en 1998 pero se fue conformando a lo largo del tiempo. Su selección y orden de ejecución fueron establecidos por el Poder Ejecutivo a través de la Secretaría de Energía y por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), institución creada por la ley 15336 y su decreto reglamentario N° 2073/60 con el fin de considerar y coordinar los planes de desarrollo de los sistemas eléctricos del país y para actuar como consejo asesor del Gobierno Nacional y de los Gobiernos Provinciales; el CFEE está integrado por representantes del Poder Ejecutivo y un representante titular y un alterno de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con el esquema “una provincia un voto”. La conformación del CFEE es entonces decisiva para el procedimiento de toma de decisiones y la selección de las obras a las que se otorgará prioridad, tornando necesarias las negociaciones entre las provincias entre sí y de estas con el Poder Ejecutivo nacional a los fines de generar alianzas y conformar opiniones mayoritarias

Durante 1999 se avanzó en el seno del CFEE y, antes de la asunción de las nuevas autoridades, el Poder Ejecutivo resolvió: a) Crear el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico interprovincial mediante Resolución SE N° 657 destinado a financiar “única y exclusivamente” obras interprovinciales de la red de transporte; b) Financiar con dicho Fondo la Línea en 500 KV Choele Choel – Puerto Madryn por Resolución SE N° 658; y c) Financiar también la “Línea Minera” 500 kV interconectando Cuyo - NOA entre las estaciones transformadoras Gran Mendoza, San Juan, La Rioja y el Bracho a desarrollarse en las provincias de Mendoza, San Juan, La Rioja, Catamarca y Tucumán (Resolución SE N° 665). El “Estudio de Prefactabilidad y Determinación de Beneficiario Potenciales en Obras de 500 KV” realizado por el CFFE concluía que ambas obras eran las de mayor prioridad. La primera apuntaba a la integración y reducción de los elevados precios de la electricidad que se registraban en el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP), aunque provocar dicha disminución requería otras elevadas inversiones complementarias. La vinculación Cuyo-NOA por su lado produciría en ambas regiones un aumento de la confiabilidad, cerrando en anillos lo que a esa altura estaba vinculado al sistema argentino en forma radial, permitiendo abastecer la demanda potencial de los proyectos mineros que se instalarían en la zona. En aquél estudio se habían examinado también las conexiones Comahue-Cuyo y NOA-NEA. La primera mejoraba los vínculos de la región Cuyo, conectada hasta ese momento en forma radial al sistema argentino de interconexión, e integraba la zona del Comahue, de muy alto nivel de generación, con una zona de demanda conectada a su vez al sistema argentino de interconexión, facilitando asimismo la interconexión con la zona eléctrica central de Chile; pero esta obra otorgaba mayor confiabilidad al área Cuyo y, en consecuencia, le quitaba relevancia a la interconexión Cuyo-NOA. La interconexión NOA – NEA por su parte mejoraba la confiabilidad e interconexión de una importante zona del país y adquiriría relevancia en la alternativa de exportación a Brasil e integración del Mercosur.

En el año 2000 se redefinió la conformación del Plan Federal de Transporte Eléctrico aunque su relanzamiento se concretó con la ley 25822 del año 2003 que declaró prioritaria su realización. La resolución SE N° 174/00 crea el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) que sustituye al el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial, manteniendo el recargo sobre las transacciones de electricidad en el mercado mayorista entre los recursos de financiamiento. Cuando comenzaron a construirse las obras, estos recursos sin embargo fueron pequeños en relación a la magnitud de las inversiones y las transferencias del tesoro nacional pasaron a ser la principal fuente de recursos del Fondo Fiduciario. El 92 % del gasto total

devengado del Fondo en el período 2001/2011, unos \$ 7500 millones, corresponden a transferencias del tesoro nacional¹³.

La resolución SE N° 174/2000 a su vez designó las líneas en 500 kV pasibles de ser financiadas por el FFTEF “sin establecer orden de prelación”: Línea Choele Choel-Puerto Madryn (Interconexión MEM – MEMSP), Interconexión NEA-NOA, Interconexión Comahue-Cuyo e Interconexión Cuyo-NOA. La Interconexión Puerto Madryn - Pico Truncado fue incorporada a su vez por la resolución de la Secretaría de Energía N° 831/2003. Finalmente, el inicio del tercer tramo de la línea de Yacyretá fue ordenado por la resolución SE N° 18/2005 y en 2006 se iniciaron los estudios técnicos para la Interconexión Pico Truncado-Esperanza con sus derivaciones a Rio Gallegos, Rio Turbio y El Calafate.

Algunas opiniones relativizaron las obras incluidas en el Plan Federal en 500 kV y establecieron sus propias prioridades. Los transportistas a través de las Guías de referencia 2000-2007 identificaron la interconexión Comahue – Cuyo como pasible de ser llevada a cabo por los agentes de mercado pero señalaban que otras dos obras, Interconexión MEM - MEMSP e Interconexión Cuyo – NOA, requerían de otros procedimientos para ser ejecutadas pues no resultaban atractivas para los agentes de mercado. Señalaban asimismo que la terminación de dos Ciclos Combinados en dos centrales de la región patagónica, sin demasiada inversión, serían suficientes para reducir los precios de la energía. Estudios de CAMMESA del año 2002 proponían por su parte mantener las cuatro líneas incluidas inicialmente en el Plan Federal en 500 kV pero priorizaban aquellas que exhibían mayores beneficios: línea Choele Choel – Puerto Madryn, la primera etapa de la interconexión NEA-NOA (línea El Bracho – Cobos) y la interconexión Comahue – Cuyo, incorporando además un conjunto mínimo de obras seleccionadas por los transportistas locales a fin de evitar desabastecimiento en el corto plazo. La Secretaría de Energía en la Prospectiva del año 2002 adoptaba a su vez un criterio similar y proponía el siguiente cronograma: Línea El Bracho – Cobos para el año 2005, Línea Choele Choel – Puerto Madryn para el año 2005, Línea Comahue – Gran Mendoza para el año 2006 y Línea El Bracho – Resistencia para el año 2008.

Calidad del Servicio Eléctrico

¹³ Datos provenientes del sitio web de la Contaduría General de la Nación que no incluyen los valores del año 2008 porque el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal no dio cumplimiento a la remisión de la información dispuesta por las normas contables de cierre del ejercicio.

El Estado regula y controla las múltiples dimensiones de la prestación del servicio eléctrico. Si las tarifas son controladas por el regulador porque el servicio es prestado en condiciones monopólicas, una conducta que busque maximizar beneficios puede inducir al regulado a reducir sus costos ajustando la calidad del servicio. Las tarifas y la calidad del servicio son entonces el corazón de esta regulación. La calidad que se exige a los prestadores por su parte no es independiente de los costos del servicio.

La concesión de los servicios monopólicos regulados, transporte y distribución de electricidad, incluye un régimen de multas y penalizaciones que se aplica cuando no se cumplen los estándares de calidad normados: las multas constituyen el costo de oportunidad en que incurren los prestadores si sus erogaciones en operación y mantenimiento e inversiones no permiten prestar el servicio dentro de los parámetros de calidad determinados. Las sanciones deberían actuar como una señal para que el prestador mejore la calidad del servicio que brinda.

La contracara de la falta de inversiones y de tarifas congeladas puede entonces ser el deterioro de la calidad del servicio. Evaluar la calidad y el desempeño de los prestadores es de algún modo otra forma de medir las inversiones realizadas.

La principal fuente de información pública que permite analizar la evolución de la calidad y el desempeño de los segmentos de generación y transporte de electricidad regulados por el Estado nacional son el Informe Anual de CAMMESA y el Informe Anual del ENRE. Este último es a su vez la única fuente para examinar la calidad del segmento de distribución en el área metropolitana a cargo de Edenor y Edesur que también regula el Estado nacional. Los Entes reguladores del servicio de distribución de las provincias por su parte publican en sus sitios de la web poca información, generalmente apenas los cuadros tarifarios y/o los reglamentos de la prestación, sin difundir ningún tipo de indicadores de calidad del servicio prestado por las empresas bajo su regulación y control.

Calidad del Servicio de Generación

La programación del mantenimiento de los generadores es un elemento central a la hora de asegurar la calidad del servicio. Esa programación sin embargo debe a veces ser alterada ante la necesidad de disponer de todos los generadores para satisfacer la demanda. Imponderables y contingencias asimismo pueden también llevar a alterar esos programas. La falta de mantenimiento a su vez traerá como consecuencia que las máquinas no puedan disponerse cuando se las necesita. El índice de indisponibilidad térmica refleja esta situación y muestra la proporción del total del parque térmico que no puede usarse por no estar en condiciones técnicas. La inversión en nuevos generadores por su parte reduce significativamente la indisponibilidad del parque existente.

CAMMESA publicó este índice promedio para todo el MEM en su Informe Anual hasta el año 2005. Fundelec (2012) ha difundido esta serie hasta el año 2011 (Tabla 4). Desde el año 2003 sin embargo CAMMESA cambió la forma de cálculo, descomponiendo el Índice de Disponibilidad Térmica Total en dos partes: la Disponibilidad Propia, atribuible a mantenimiento estacional, semanal y salida forzada intempestivas, y la Disponibilidad por otras causas, atribuible a falta de combustible y a problemas de transmisión.

La recomposición del parque generador y las importantes inversiones realizadas en los años noventa se asociaron a su vez con un aumento de la eficiencia que se vio reflejado, entre otras cosas, en la reducción de la indisponibilidad desde el elevado 52 % que se registraba en 1992. La información disponible muestra un repunte de la indisponibilidad propia un deterioro del parque térmico en los últimos años aunque en el 2011 se redujo levemente al 26,6 % (Figura 5). En el 2004 y el 2005 asimismo el índice de disponibilidad del parque térmico por causas derivadas de falta de combustible o de transmisión superó el 10 % elevando la indisponibilidad total al 36 %. Como consecuencia, en Abril del 2004, por ejemplo, unos 1300 MW habrían estado indisponibles por falta de combustible de un parque térmico de aproximadamente 13000 MW (Corporación Andina de Fomento, 2006).

Calidad del Servicio de Transporte

La calidad del servicio brindado por los transportistas y los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte no Firme (PFTTNF) se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y capacidad asociada. Lo que se penaliza son las indisponibilidades del equipamiento, entendiendo por indisponible el estado de fuera de servicio por causa propia o por causa de un equipo asociado a su protección y maniobra. Se distingue a su vez la indisponibilidad programada, fuera de servicio por mantenimiento previamente establecido, y la indisponibilidad forzada, el equipamiento esta fuera de servicio sin que haya mediado una orden impartida por CAMMESA. Las sanciones por indisponibilidad forzada tienen en cuenta la duración de la indisponibilidad, el número de las salidas de servicio forzadas y los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico; la sanción por indisponibilidad programada es el 10 % de las correspondientes por la indisponibilidad forzada.

La calidad del servicio de transporte brindado por los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte Firme (PAFTTF) se evalúa a su vez mediante el registro de las interrupciones y de los niveles de tensión que brinda el PATTF. En este caso las sanciones son

proporcionales a la cantidad y duración de las interrupciones y a la tarifa de peaje que pagan los usuarios por el servicio de transporte.

El Informe Anual del ENRE del año 2010 no presenta conclusiones que permitan precisar la situación en materia de calidad del servicio de transporte en base a estos indicadores. Exhibe sólo las multas anuales aplicadas a transportistas y prestatarios, y, en forma de gráficos con datos hasta el año 2009, la evolución de la tasa de falla a nivel de empresa y de las indisponibilidades forzadas y programadas¹⁴. No se detecta en general en este último caso ningún transportista que muestre una tendencia decreciente en la indisponibilidad forzada en los últimos años. Niveles relativamente elevados o tendencias crecientes parecerían ser en cambio la regla.

La tasa de falla es un indicador de la eficiencia en la operación y mantenimiento de los equipamientos, aunque las fallas también pueden estar originadas en causas de fuerza mayor, tales como atentados o tornados. Calculada como la cantidad de salidas forzadas de líneas cada 100 km y por año, presenta un descenso significativo desde el año 1996 que mostraría una mejora en el gerenciamiento de las empresas y en el funcionamiento de la red (Tabla 5). A nivel de los equipamientos de extra alta tensión se ha mantenido en torno del 0,5 cada 100 km y al año desde 2006, valores que acuerdan con los estándares internacionales. A nivel de la red de distribución troncal por su lado se observan en los últimos tres años niveles algo más elevados que en los siete años previos. Al ser un promedio de los valores de las diversas regiones sin embargo se engloban aquí situaciones diversas. En particular, las redes de las regiones del Comahue, NOA y NEA exhiben tasas más elevadas y en ascenso para sus niveles históricos. De todos modos, la ejecución de las garantías contractuales se produce en el caso de Transener cuando durante 12 meses seguidos las salidas de servicio superen una tasa de 2,5, en tanto que para las distribuidoras troncales dicho valor es de siete, a excepción de la empresa Transpa S.A. que es de cinco.

La cantidad de cortes, la energía no suministrada (ENS) y el índice de severidad de fallas son por su parte indicadores de calidad del sistema de alta tensión que elabora CAMMESA. Su publicación en el Informe anual sin embargo se discontinuó en el año 2005. La energía anual no suministrada atribuible a problemas de transporte, por ejemplo, que a entre 1990 y 1997 alcanzó casi los 17000 MWh (Fundelec, 2007c), estuvo en el 2005 en torno de los 3600 MWh. Estos valores sin embargo

¹⁴ La mayor sanción del período 2005 a 2010 aplicada a transportistas y PAFTT no firmes es de casi \$ 25 millones en el año 2007. En el año 2010 sin embargo estaban firmes sanciones por algo más de \$ 3 millones pero se habían formulado cargos por \$ 50 millones.

fueron sensiblemente menores a los computados entre 2000 y 2002 tal como se puede observar en la Figura 6.

Calidad del Servicio de Distribución

El servicio de distribución de electricidad está condicionado por el aumento de la demanda, las temperaturas extremas y también tormentas y eventos climáticos que deben soportar algunas regiones. El importante crecimiento del consumo de electricidad en muchas provincias y el congelamiento de las tarifas plantearon serios desafíos para mantener la calidad del servicio. Evaluaciones realizadas por Fundelec (2007c) destacaban por ejemplo las dificultades que se enfrentaron para mantener normal el abastecimiento en el verano de 2007 en algunas provincias, particularmente Formosa, Chaco, Misiones y Corrientes.

El examen del desempeño y la calidad del servicio de distribución aparece limitado por la información disponible¹⁵. Sólo existen algunos indicadores de los prestadores en el área metropolitana de Buenos Aires servidos por Edenor, Edesur y Edelap publicados por el ENRE en los informes anuales. El ENRE es, a su vez, el único ente regulador que difunde alguna información sobre este aspecto, ya que los entes reguladores de los servicios de distribución en las provincias no publican datos sobre la calidad del servicio de distribución eléctrico que regulan y controlan.

El ENRE evalúa la calidad de la servicio de distribución brindado por las empresas bajo su jurisdicción a través de tres aspectos¹⁶: a) Calidad del servicio técnico que se refiere a la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio; b) Calidad del producto técnico que se refiere al nivel de tensión y perturbaciones; y c) Calidad del servicio comercial que se refiere a los tiempos de respuesta para conectar usuarios, emisión de facturación estimada, reclamos por errores de facturación y restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago. El ENRE publica en su informe anual las penalizaciones anuales aplicadas a las distribuidoras por incumplimiento de estos indicadores. La información publicada sobre su evolución sin embargo es muy limitada.

En lo que estrictamente atañe al comportamiento de los indicadores de calidad del servicio en el área metropolitana, publicados por el ENRE en su Informe anual del año 2010 solamente en forma de gráficos, pueden destacarse apenas dos cuestiones. Primero: la evolución de los indicadores de

¹⁵ Se refiere a la información y análisis que publican los organismos de control

¹⁶ Este esquema regulatorio de la calidad es seguido a su vez por muchas provincias que tiene el servicio de distribución concesionado a empresas privadas.

calidad del servicio técnico, frecuencia media de interrupción por usuario (FMIC) y tiempo total de interrupción por usuario (TTIC), en el período primer semestre (Sep. 96 – Feb. 97) y semestre 28 (Mar. 10 – Ago. 10) muestran en líneas generales un “...deterioro en las condiciones de calidad del servicio técnico prestado a los usuarios...”, a juzgar por el crecimiento en ambos indicadores¹⁷; pueden señalarse en esta evolución sin embargo algunas excepciones. Segundo: la calidad del producto técnico en lo referido a los indicadores de tensión “...tienen un buen grado de cumplimiento en el área metropolitana de Buenos Aires...” aunque respecto de las mediciones realizadas en los centros de media tensión se acota que “se excedieron los niveles de referencia establecidos en buena parte de los que alimentan a usuarios con cargas perturbadoras como trenes eléctricos, hornos eléctricos, trenes de laminación, etc.”

El Informe Anual del ENRE del año 2010 destaca asimismo que diversas áreas del Organismo emitieron informes sobre calidad del servicio e inversiones. En ellos se aprecia que “...si no se implementan las acciones correctivas necesarias, seguiría produciéndose un progresivo deterioro de la calidad del servicio prestado por...” Edesur. Por Resolución ENRE N 525/2010, se dispuso a su vez que Edesur S.A. debería “...prever la ejecución de inversiones por un monto de, al menos, cuatrocientos catorce millones de pesos...” intimándola además a presentar “...un Programa de Regularización Operativa, con cronograma desagregado (...) a efectos de revertir las deficiencias en la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica...”

Conclusiones

La inversión en generación eléctrica en el período posterior a la devaluación fue relativamente baja. Creció en el período 2002 y 2012 al 2,78 % anual, el menor esfuerzo inversor en generación eléctrica de los últimos ochenta años y, también, bastante por debajo del 5,32 % anual registrado entre 1992 y 2012. La potencia del sistema entre 2002 y 2007 creció muy poco mientras que la demanda eléctrica lo hizo al 6,17 % anual. Por consiguiente, la oferta de generación que alimentó el crecimiento económico posterior a la salida de la convertibilidad provino de los equipos instalados durante los años previos.

¹⁷ LA FMIC mide la cantidad promedio de cortes por usuario por semestre y el TTIC mide la cantidad promedio de horas interrumpidas de servicio por usuario por semestre.

El esfuerzo de inversión en transporte eléctrico por su parte fue mayor en el período 2002/ 2011, creciendo en el segmento de extra alta tensión a razón del 4 % anual la extensión de las líneas y al 4,28 % anual la potencia de los transformadores. En el período 1992 y 2002 se expandió por su parte al 3 % anual en kilómetros y al 2,23 % anual en potencia de transformación. La inversión en transporte estuvo concentrada a su vez en gran medida en extra alta tensión al amparo del Plan Federal en 500 kV, un programa de inversiones que comenzó a perfilarse a partir de la revisión de las normas regulatorias que se inicia en el segundo lustro de los años noventa, pero que comenzó a adquirir nitidez a fines de 1998, estimulado por la intervención de las provincias nucleadas en torno del Consejo Federal de la Energía Eléctrica; adquiere impulso y viabilidad sin embargo con la ley 25822 de 2003 y la recomposición de las finanzas públicas del Estado Nacional que aseguró el financiamiento a través del Fondo Fiduciario de Transporte Eléctrico Federal. El financiamiento estatal y la intervención de las provincias aseguró así el consenso necesario para la construcción de las líneas de alta tensión, aunque algunas de ellas podrían no haber sido de la más absoluta prioridad para el conjunto, habrían tenido carácter extratendencial y sólo podrían ser justificadas si en el futuro apareciese una mayor oferta de generación.

La evaluación de la calidad del servicio aparece limitada por la falta de información en muchos casos y la discontinuación de algunas series en otros. Estas carencias son más notables en los últimos años, con series de datos que se han discontinuado, y son mayores aún a nivel de las provincias cuyos servicios de distribución están controlados por Entes reguladores provinciales. Estos entes no publican información sistemática sobre inversiones y calidad del servicio que prestan los concesionarios, sean estos empresas privadas o empresas estatales.

La indisponibilidad de los equipos térmicos de generación se redujo notablemente en los años noventa al amparo de las nuevas inversiones, observándose además un repunte de la indisponibilidad propia entre 2008 y 2010, que no resultarían ser todavía extremadamente elevadas. La influencia de la falta de combustibles en la indisponibilidad del parque térmico fue notable en el año 2005 aunque no se pudo evaluar con precisión en los últimos años por limitaciones de información.

La información que permita examinar la calidad del servicio de transporte eléctrico es también una restricción. Los datos disponibles muestran por su parte un descenso significativo de la tasa de falla desde el año 1996 y una mejora en el funcionamiento de la red. A nivel de la red de distribución troncal se observan asimismo en los últimos años niveles algo más elevados y tasas de falla relativamente más elevadas en algunas regiones eléctricas. Los datos y análisis de la

indisponibilidad forzada que publica a su vez el ENRE no muestran mejorías evidentes y no brindan tampoco demasiada información.

Los indicadores disponibles de calidad del servicio técnico de las distribuidoras del área metropolitana de Buenos Aires muestran un deterioro en las condiciones de prestación y, también, un buen grado de cumplimiento en los indicadores de tensión, aunque se detectan asimismo en los centros de media tensión excesos en los niveles de referencia en varios casos.

Estudios realizados por el ENRE finalmente muestran la necesidad de instrumentar medidas correctivas para detener el deterioro de la calidad del servicio de distribución en el área metropolitana y, entre estas, la necesidad acometer inversiones a los efectos de revertir las deficiencias en la prestación del servicio de algunas distribuidoras.

Referencias

Alasino, C. (2011). *Inversión, Impuestos y Tarifas en el sector eléctrico argentino. (1990 – 2010)*. Buenos Aires: Editorial Teseo.

Barreiro, R. (2002). *Derecho de la Energía Eléctrica*. Buenos Aires: Editorial Abaco.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). Informe Anual, Varios Números. <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>.

Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista. Informe Mensual, Varios Números <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista. (2001). Mercado Eléctrico Mayorista: Evaluación de Riesgos, (Previo a modificaciones macroeconómicas)”, Diciembre, 1er Borrador. www.cammesa.com.ar

Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista. (2003). “Evaluación de Riesgos Mediano y Largo Plazo, Período 2004-2007”. Diciembre. www.cammesa.com.ar

Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (no datado). “Evaluación de Riesgos Mediano y Largo Plazo, Período 2005-2007”. www.cammesa.com.ar

Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE). Anuario, varios años. http://www.cfee.gov.ar/anuarios.php?screen_check=done&Width=1024.

Contaduría General de la Nación. Cuentas de Inversión de los ejercicios 2001 a 2011. <http://www.mecon.gov.ar/hacienda/cgn/cuenta/default1.htm>

Corporación Andina de Fomento. (2006). Argentina: Análisis del Sector Eléctrico. Informes Sectoriales de Infraestructura. Año 4, Número 1, Febrero. <http://publicaciones.caf.com/media/1168/18.pdf>

Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE). Informe anual, varios años.
<http://www.enre.gov.ar/>.

Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas. (1999). La Regulación del Sector Eléctrico. En Fiel, *La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos (467-533)*, Buenos Aires: Fiel.

Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC). (2007 a). *Los Desafíos Eléctricos del 2008*, Informe Técnico, Noviembre. <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0020.pdf>

Fundación para el Desarrollo Eléctrico. (2007 b). *El crecimiento del Transporte Eléctrico Argentino*, Informe Técnico, Enero. <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0016.pdf>.

Fundación para el Desarrollo Eléctrico. (2007 c). *La Calidad del Servicio Eléctrico Argentino*. Informe Técnico, Marzo. <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0018.pdf>.

Fundación para el Desarrollo Eléctrico. (2011). *El Transporte Eléctrico en Argentina*. Informe Técnico, Septiembre. <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0033.pdf>

Fundación para el Desarrollo Eléctrico. (2012). *El sistema eléctrico argentino. Informe especial 20 años. 1992 – 2011*, Informe Técnico, Marzo. <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0034.pdf>

Jeifetz, C. (2005). *El Sistema Interconectado Nacional. Infraestructura-Obras Necesarias*”, World Energy Council, Segundo Taller de Integración Energética Regional, Neuquén, 17 de Marzo

Pistonesi, H. (2001). *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina*. Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social, Serie Gestión Pública N° 15, Santiago de Chile.

Romero, C. (2000). Regulación de las Inversiones en el Sector Eléctrico argentino. En D. Heymann y B. Kosacoff (ed) Tomo II”. *La Argentina de los noventa, Desempeño económico en un contexto de reformas* (pp. 57-122). Buenos Aires: Eudeba.

Secretaría de Energía. (1999). Prospectiva 1999. Versión preliminar. Dirección Nacional de Prospectiva, Diciembre.
<http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/Prospectiva%201999.pdf>

Secretaría de Energía y Minería. (2001). Prospectiva 2000. Versión preliminar. Dirección Nacional de Prospectiva, Abril. (<http://energia3.mecon.gov.ar/contenido/verpagina.php?idpagina=2304>)

Secretaría de Energía. (2003). Prospectiva 2002. Versión preliminar. Mayo.
<http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/Prospectiva%202002.pdf>

Secretaría de Energía. (no datado). Prospectiva 1998. Dirección Nacional de Prospectiva.
<http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/Prospectiva98.pdf>

Secretaría de Energía de la Nación. Serie Histórica 1930-2006. Potencia Instalada, Energía Generada y Facturado a Usuario final.

<http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2312>

Secretaría de Energía de la Nación. Serie Histórica 1976-2010. Serie Histórica Potencia Instalada.

<http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3140>

Secretaría de Energía de la Nación. Informe Quinquenal del Sector Eléctrico 1996-2000.

<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2599>)

Secretaría de Energía de la Nación. Informe Quinquenal del Sector Eléctrico 1991-1995.

<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2599>.

Secretaría de Energía de la Nación. Informe Estadístico del Sector Eléctrico, Varios años.

(<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3368>

Serafinoff, V. (2008). *Coordinación y gestión de políticas públicas entre distintos niveles de gobierno: estrategias e instrumentos*. XIII Congreso Internacional del CLAD sobre la Reforma del Estado y de la Administración Pública, Buenos Aires, Argentina, 4-7 de noviembre.

Urbiztondo, S. (2004). *Viejos y nuevos mitos sobre la reforma de los servicios públicos en los 90s*. Comunicación expuesta en la sesión extraordinaria del 29 de junio de 2004 en la Academia Nacional de Ciencias Económicas.

Tabla 1

PBI, demanda de electricidad, Potencia instalada y KWh por habitante 1992/2012. Tasas de crecimiento anual según subperíodos (en %)

Período	Tasa de Crecimiento anual (%)				(2)/(1)
	PBI	Demanda de Electricidad de agentes del MEM	Potencia Instalada	KWh por habitante	
	(1)	(2)	(3)		
1992/1998	4,71	5,64	5,82	4,37	1,2
1998/2002	-4,94	2,57	4,58	1,52	-0,5
1992/2002	0,74	4,40	5,32	3,22	6,0
2002/2007	8,83	6,12	0,66	5,11	0,7
2008	6,80	2,90	7,45	1,88	0,4
2009	0,90	-1,30	3,13	-2,21	-1,4
2010	9,16	5,90	5,99	1,05	0,6
2011	8,87	5,06	3,76	1,04	0,6
2012	s/d	4,39	4,41	s/d	s/d
2002/2011	7,73	4,77	2,60	3,77	0,6
2002/2012*	s/d	4,74	2,78	s/d	s/d

* La potencia instalada se mide a Agosto de 2012 y la variación de la demanda de electricidad de 2012 corresponde a los primeros ocho meses

Fuente: En base a información de CAMMESA, Secretaría de Política Económica e INDEC

Tabla 2

Demanda de electricidad del MEM según tipo 2006 - 2011: Tasa de variación anual (en %)

Tipo de demanda	Tasa de Variación anual					
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Demanda residencial	5,8	11,9	4,8	2,6	7,5	5,6
Menores (< 10 kW)	5,6	5,3	3,7	3,3	2,2	2,7
Intermedias (10 y 300 kW)	6,6	6,2	5,1	2,9	4,7	5,9
Mayores (>300 kW)	5,2	- 0,7	-0,3	-9,3	6,0	5,0
Total	5,7	5,5	2,9	1,2	5,8	5,1

Fuente: CAMMESA, Informes Anuales

Tabla 3

Incremento en las líneas del sistema de transporte según períodos: Longitud (km) y potencia instalada de transformación(MVA)

Períodos	Variación en la longitud de líneas		Variación en la potencia instalada de transformación	
	En km entre extremos	Tasa de variación anual (%)	En MVA entre extremos	Tasa de Variación anual (%)
Sistema de Transporte de Alta Tensión				
1992/1998	1122	2,45	1200	2,09
1998/2002	1355	3,85	1050	2,46
1992/2002	2477	3,00	2250	2,23
2002/2007	355	0,72	1750	2,91
2007/2011	3738	8,25	3450	6,02
2002/2011	4093	4,00	5200	4,28
Sistema de Transporte de distribución Troncal*				
1992/1998	1637	2,62	1269	3,22
1998/2002	1068	2,26	1146	3,70
1992/2002	2705	2,48	2415	3,41
2002/2007	1045	1,62	1081	2,43
2007/2011	705	1,28	922	2,33
2002/2011	1750	1,47	2003	2,38

* No incluye la región patagonia

Fuente: En base a informes anuales de CAMMESA

Tabla 4

Tasa de Indisponibilidad Térmica Propia y Total (en %)

Año	Indisponibilidad Propia	Indisponibilidad Total
1992	51,9	No disponible
1993	41,2	No disponible
1994	38,7	No disponible
1995	28,3	No disponible
1996	27,5	No disponible
1997	23,2	No disponible
1998	25,6	No disponible
1999	27,2	No disponible
2000	29,4	No disponible
2001	24,1	No disponible
2002	21,7	No disponible
2003	18,3	21,0
2004	22,3	36,2
2005	25,8	36,5
2006	26,1	No publicado
2007	26,4	No publicado
2008	32,5	35,0
2009	31,6	No publicado
2010	30,7	No publicado
2011	26,6	No publicado

Indisponibilidad total de 2008 es estimado

Fuente: CAMMESA, Informes Anuales y FUNDELEC (2012)

Tabla 5

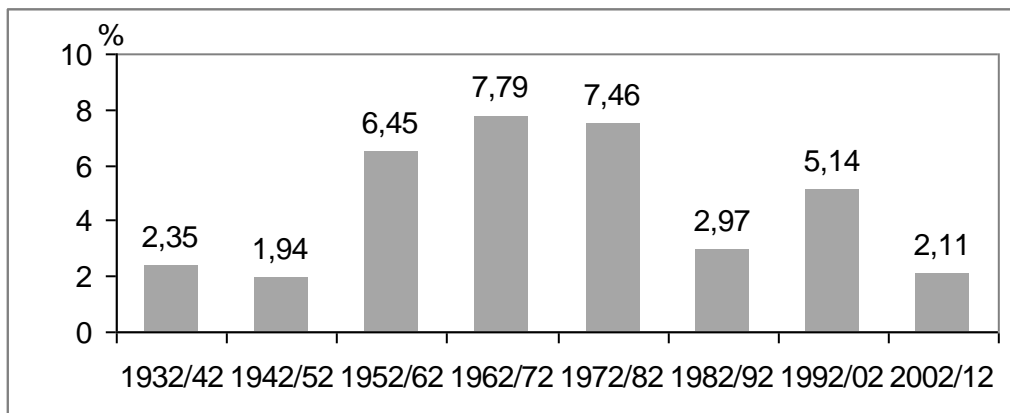
Desempeño de las redes de transporte: Tasa de falla (fallas anuales cada 100 km)

Red	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Alta Tensión	1,11	1,06	0,55	0,59	1,12	1,04	0,84	0,64	0,79	0,30	0,45	0,48	0,47	0,59	0,47	0,49
Distribución Troncal	4,60	3,50	3,60	3,70	3,50	3,10	2,20	2,10	2,20	2,20	2,20	2,10	1,80	2,40	2,20	2,30
Región Cuyo	2,90	2,30	2,50	1,30	2,70	1,70	1,40	1,90	1,90	1,90	2,60	1,70	0,40	1,40	1,10	1,30
Región Comahue	5,00	3,40	4,00	2,20	2,50	3,20	2,70	1,50	2,80	1,70	4,30	1,70	1,60	2,80	4,50	3,50
Región Buenos Aires	3,90	3,40	3,50	3,80	3,30	2,90	1,90	2,00	1,70	2,00	1,90	1,50	1,40	1,60	1,20	1,50
Región NEA	6,50	5,10	5,40	5,20	3,10	3,70	4,90	4,30	5,00	3,60	3,70	4,40	2,30	5,00	5,90	5,30
Región NOA	5,90	3,70	3,70	4,30	4,90	3,80	2,00	2,00	2,30	2,00	2,40	3,10	2,90	3,30	2,90	3,30
Región Patagonia	2,11	1,04	0,83	1,01	0,66	0,64	1,10	0,60	0,40	0,90	0,70	0,90	2,70	1,50	1,20	1,20

Fuente: CAMMESA

Figura 1

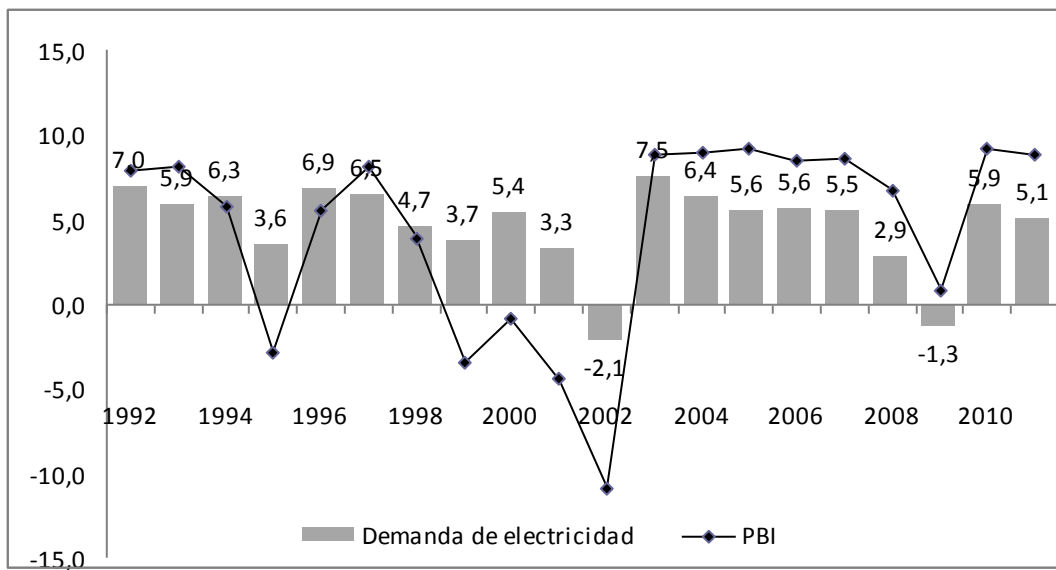
Potencia instalada del sistema eléctrico argentino 1932-2012. Tasas anuales de variación según subperíodos (en %)



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía de la Nación. Los valores de 2012 son estimados en base a información de CAMMESA al mes de Agosto de 2012.

Figura 2

Consumo eléctrico y ciclo económico: tasas anuales de crecimiento del PBI y de la demanda de electricidad 1992/2011 (en %)



Fuente: Ministerio de Economía y CAMMESA, Informe anual, varios números

Figura 3

Red de Transporte en Alta Tensión. 2011

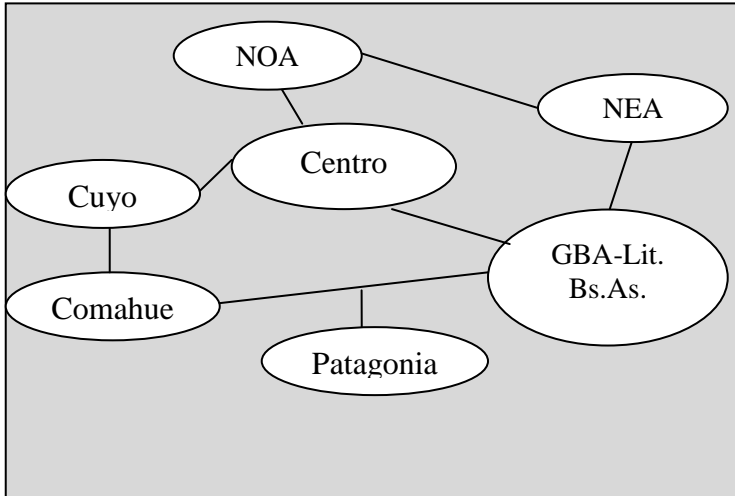
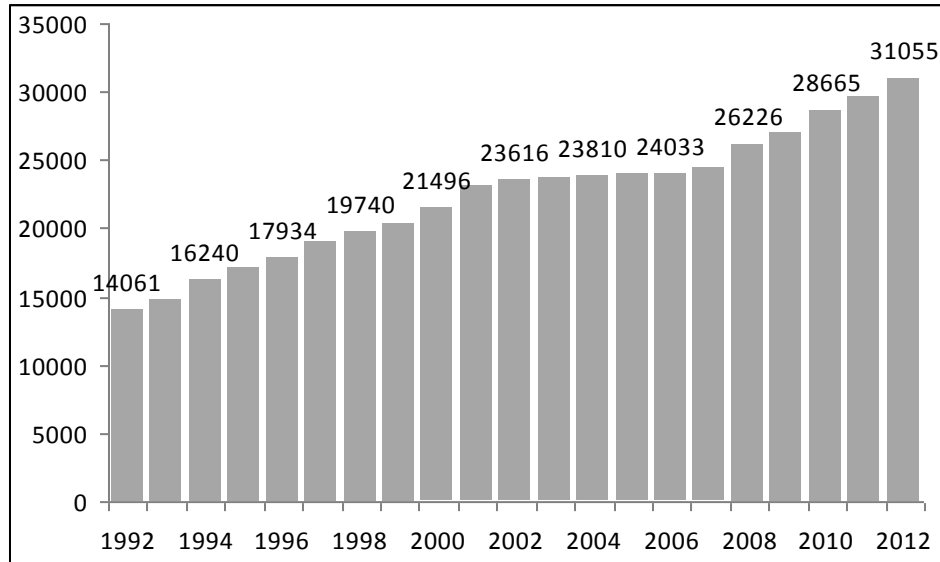


Figura 4

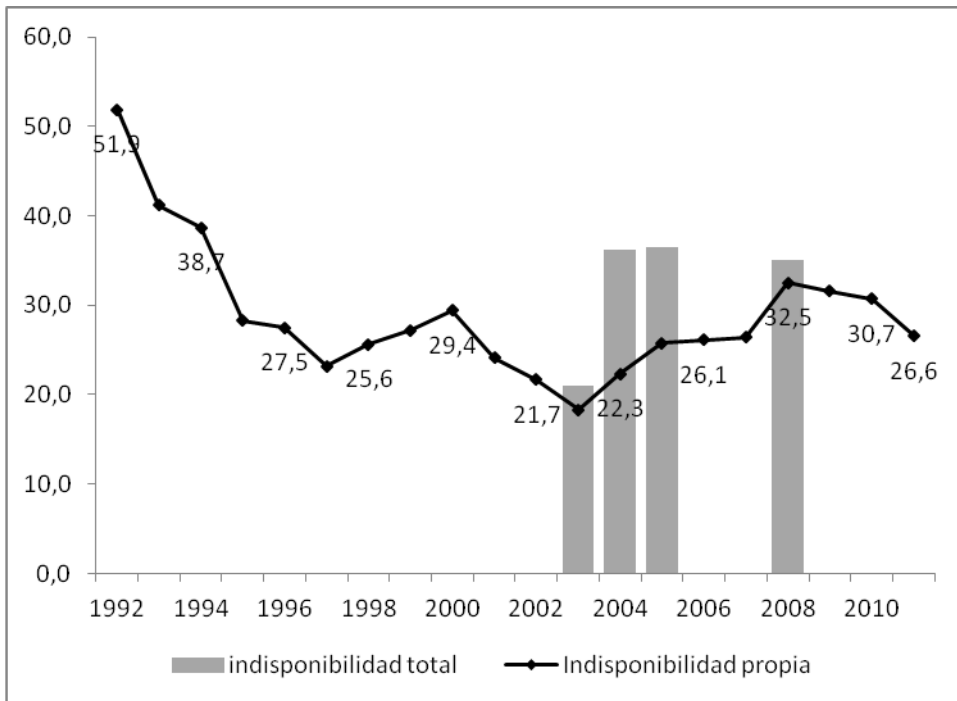
Potencia instalada del Mercado Eléctrico Mayorista 1992-2012 (En MW)



Fuente: CAMMESA, Informe Anual, Varios números. Los datos de 2012 corresponden a Agosto 2012

Figura 5

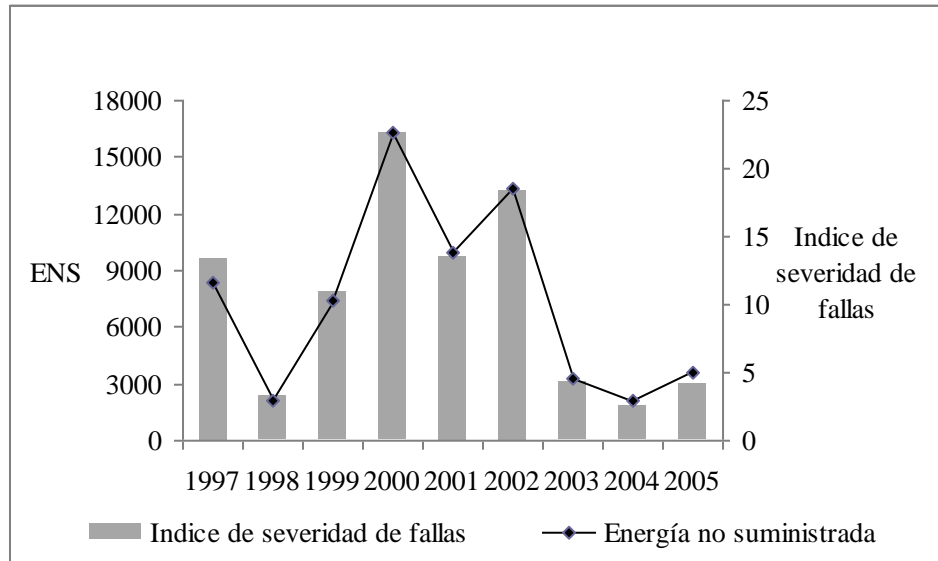
Tasa de Indisponibilidad Térmica Propia y Total (%)



Fuente: CAMMESA, Informes Anuales, y Fundelec (2012)

Figura 6

Calidad del sistema de alta tensión: Energía no Suministrada (ENS) (MWh año) e Índice de Severidad de fallas. 1997-2005



Fuente: CAMMESA, Informe anual, varios números.