

# Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

## ESPECIAL: Energía Hidroeléctrica



### **CAMBIO CLIMÁTICO**

Impacto del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica en Argentina

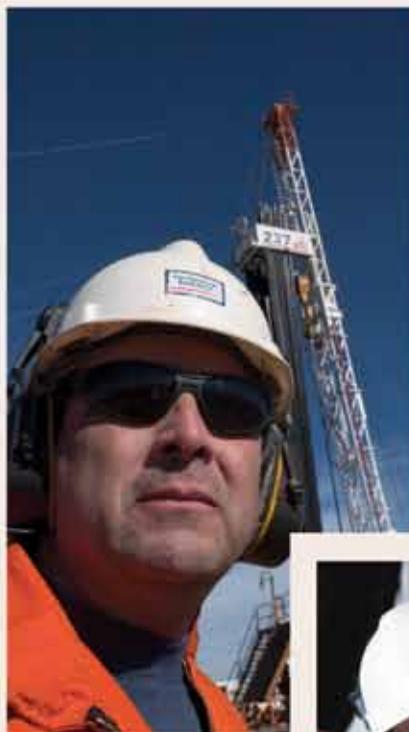
### **HIDROELECTRICIDAD**

Hidroelectricidad e integración energética con Brasil

### **ECONOMÍA**

Situación de las empresas de distribución de Gas y Electricidad

# PAE: una historia de trabajo en Argentina.



En 1960, los accionistas de PAE comenzaron a trabajar en la industria petrolera argentina. Hoy, 53 años después, PAE sigue produciendo el petróleo y el gas que nuestro país necesita.

PAE tiene una historia de trabajo, de inversión y de compromiso social. Pero sobre todo, una historia de gente. Gente con sueños que pone toda su energía en hacerlos realidad.

**Pan American**  
**ENERGY**

---

## Staff

---

### EDITOR

Instituto Argentino de la Energía  
"General Mosconi"

### DIRECTOR

Ing. Gerardo Rabinovich

### COMITÉ EDITORIAL

Lic. Jorge A. Olmedo  
Lic. Luis M. Rotaeche  
Ing. Luis Vaca Arenaza  
Luciano Caratori

### ÁREA ADMINISTRATIVA

Liliana Cifuentes  
Franco Runco

### DISEÑO

Disegnobrass  
Lavalle 959 - 1º piso - C1047AAS  
Ciudad de Bs As. - Argentina  
Tel.: (5411) 4393 3705  
db@disegnobrass.com  
www.disegnobrass.com

### COMERCIALIZACIÓN

Disegnobrass  
proyectoenergetico@disegnobrass.com

### IMPRESIÓN

Gráfica Pinter S.A.  
Diógenes Taborda 48/50 (C1437EFB)  
Ciudad de Bs As. - Argentina

### DIRECCIÓN IAE

Moreno 943 - 3º piso - C1091AAS  
Ciudad de Bs As. - Argentina  
Tel / Fax: (5411) 4334 7715 / 4334 6751  
iae@iae.org.ar / www.iae.org.ar

---

## Comisión Directiva IAE

---

### PRESIDENTE

Ing. Jorge E. Lapeña

### VICEPRESIDENTE 1º

Dr. Pedro A. Albitos

### VICEPRESIDENTE 2º

Ing. Gerardo Rabinovich

### SECRETARIO

Ing. Jorge Gaimaro

### PROSECRETARIO

Ing. Jorge Forciniti

### TESORERO

Lic. Marcelo Di Ciano

### PROTESORERO

Sr. Luciano Caratori

### VOCALÉS TITULARES

Lic. Andrés Di Pelino, Dr. Enrique Mariano,  
Lic. Jorge Olmedo, Dr. Néstor Ortolani,  
Sr. Vicente Pietrantonio,  
Lic. Anahí Heredia, Ing. Diego Grau

### VOCALÉS SUPLENTE

Ing. Virgilio Di Pelino, Ing. Luis Flory,  
Ing. Eduardo León, Ing. Ana María Langdon,  
Ing. Jorge Mastrascusa, Ing. Alfredo Storani,  
Lic. Luis Rotaeche, Ing. Luis Vaca Arenaza

### REVISORES DE CUENTA TITULARES

Dr. Roberto Taccari  
Dr. Francisco Gerardo

### SUPLENTE

Dra. María A. Suzzi

---

---

## Proyecto Energético

---

### 05. EDITORIAL

Ing. Gerardo Rabinovich

### 06. OPINIÓN

El período 2003-2013:  
Una década perdida en  
Energía para la Argentina  
Jorge Lapeña

### 08. HIDROELECTRICIDAD

Brasil: Debilidades  
de un gigante  
Roberto Pereira d'Araujo

### 11. HIDROELECTRICIDAD

Aprovechamiento múltiple  
Potrerillos: Un poco de historia  
Diego A. Grau

### 14. CAMBIO CLIMÁTICO

Impacto del cambio climático sobre la  
generación hidroeléctrica en Argentina  
Guillermo V. Malinow

### 16. HIDROELECTRICIDAD

Aprovechamientos hidroeléctricos en el río  
Uruguay en el tramo compartido  
con Brasil Garabí y Panambí  
Eduardo V. Liaudat

### 20. HIDROELECTRICIDAD

Integración Energética entre  
Argentina y Brasil:  
Oportunidades y Desafíos  
Nivalde Jose de Castro / Guilherme Dantas /  
Rubens Rosental

### 24. ECONOMÍA

Análisis económico-financiero  
de empresas del sector energético  
al 31 de diciembre de 2012  
Cora Kamman / Néstor Ortolani

### 28. ENTREVISTA

Entrevista a la Ing. Vanesa M. Revelli  
Luis M. Rotaeche

### 30. INSTITUCIONALES

- Ponen en marcha la primera usina  
eléctrica flotante abastecida por GNL  
en América latina

### 31. INSTITUCIONALES IAE

- Recordatorio Ing. Jorge Pavan

---

### NÚMERO 97 - Mayo - 2013

ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".  
Expediente N° 5037.168

Distribución en el ámbito de América Latina, Estados Unidos y Europa.  
Foto de tapa: Central Los Reyunos - Gentileza Pampa Energía

---

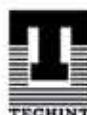


## Programa ProPymes

Porque son las  
pequeñas y medianas  
empresas las que hacen  
una industria grande.

ProPymes es un programa de cooperación y asociatividad entre la Organización Techint y sus pymes clientes y proveedoras. Crea herramientas y ofrece recursos para que las pymes mejoren su competitividad. Para que optimicen su gestión, inviertan, aumenten exportaciones y sustituyan importaciones de manera eficiente. Un programa que desde hace más de diez años hace industria en la Argentina.

Asistencia en cinco áreas: gestión industrial; capacitación y recursos humanos; financiera; comercial e institucional | diagnósticos industriales | capacitación de directivos, mandos medios y operarios | financiación de inversiones para aumento de capacidad | misiones comerciales | articulación con entidades empresarias y organismos públicos | planes de mejora para higiene, seguridad y medio ambiente.



 **PROPYMES**

El compromiso de Techint  
con su cadena de valor



**ING. GERARDO RABINOVICH / DIRECTOR**

Este año el Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" cumple 30 años de vida. Tenemos la misma edad que nuestra recuperada democracia y no es casual, esta institución fue creada con el nacimiento de la democracia gracias al aporte y el esfuerzo de numerosos profesionales del sector energético que se desempeñaban en las recordadas empresas Agua y Energía Eléctrica, SEGBA, Hidronor, Gas del Estado, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, de la Comisión Nacional de Energía Atómica, y de las empresas provinciales y privadas que allá por 1983 constituían la estructura del sector energético argentino. Este grupo, liderado por el recordado Ing. Roque Carranza y el aporte de jóvenes profesionales tenía una pasión y una vocación que cumplir y era poner la energía al servicio de todos los argentinos, de su bienestar y del crecimiento del país. Desde entonces, el Instituto siempre ha encarnado estos ideales y se ha mantenido como una obligada referencia para aquellos que quieran escuchar una opinión calificada sobre la situación y las perspectivas de la energía en la Argentina. Sin ambigüedades, y sin representar otros intereses que los del rigor profesional de sus pensamientos y su ética republicana, el Instituto siempre opinó en estas tres décadas, en forma independiente, sobre los temas trascendentes de la energía en la Argentina.

Festejamos estos treinta años continuando la tarea que los fundadores comenzaron: trabajando en forma incesante bajo los mismos principios y valores que marcaron nuestra fundación y desarrollo.

En este primer número del año planteamos como tema central el desarrollo de la hidroelectricidad en la Argentina. Como introducción al tema, en su columna habitual, el Presidente del Instituto manifiesta su gran preocupación por el contexto energético nacional, calificando a los últimos diez años como una etapa de retroceso tecnológico, económico y conceptual en el sector, a pesar que el equipo gobernante prácticamente no ha cambiado en todo el período. La pérdida del autoabastecimiento, como consecuencia de la ausencia de inversión y de la caída de reservas y producción de hidrocarburos y combustibles, la desarticulación de la industria eléctrica sin un modelo de reemplazo, la asignación de

subsídios generalizados inexplicables por su profundidad y duración en el tiempo, la quiebra virtual de las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural que el Observatorio Económico de Empresas Energéticas de nuestro Instituto viene analizando periódicamente y describe detalladamente en este número, hipotecan el futuro del sector energético y hacen cada vez más difícil la solución a los problemas del presente y a los enormes desafíos del futuro.

Entre esos desafíos, el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos no es menor. La diversificación de la matriz eléctrica y la disminución de la vulnerabilidad del país a las importaciones de gas natural y combustibles líquidos depende mucho de la solución de este problema. Las experiencias público-privadas en el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos en la provincia de Mendoza, las debilidades de nuestro gigante vecino, Brasil, por la incertidumbre que atraviesa desde hace años el sector hidroeléctrico brasileño, con cambios regulatorios que ponen en riesgo su futuro, el fenómeno del cambio climático y como afecta a las decisiones sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, la realidad que se avecina con el avance de proyectos binacionales como Garabí y Panambí, con Brasil, y la integración energética entre ambos países analizadas por expertos del Instituto de Economía de la Universidad Federal de Río de Janeiro, nos dan un panorama de los desafíos y realizaciones que llevan a tener en cuenta la potencialidad de la hidroelectricidad en nuestro país y en la Región del Cono Sur.

Finalmente, pero no por ello no menos importante y si se quiere hasta complementario con el enfoque anterior, los proyectos de generación eólica y la visión de las empresas que se han instalado en nuestro país muestran el potencial, las perspectivas y los temas a solucionar para impulsar una actividad que promete tener un papel destacado en la expansión eléctrica de nuestro país.

Como siempre, este número plantea los grandes interrogantes del sector tomando esta vez como tema central la hidroelectricidad, pero también a través de la experiencia de los actores ensaya respuestas mirando al futuro.

# EL PERÍODO 2003-2013: UNA DÉCADA PERDIDA EN ENERGÍA PARA LA ARGENTINA

Los últimos diez años de gobierno generaron fuertes retrocesos para el país en materia energética. El Ing. Lapeña expone los motivos por los cuales la Argentina energética ha perdido una década, que será difícil de recuperar.

El 10 de diciembre de 2013, Argentina cumplirá 30 años de democracia; de ese período, los 10 últimos años el gobierno ha sido ejercido por integrantes de una misma familia. El gobierno abusó del concepto democrático (adjetivo calificativo), olvidando el concepto republicano (sustantivo). Nuestro concepto de vida institucional es de “república democrática”; y eso es lo que prescribe nuestra constitución.

En estos años hemos visto vicios en el proceder republicano: autoritarismo, falta de transparencia, falta de consensos entre las fuerzas políticas; avasallamiento a la prensa independiente, demagogia y populismo, que perjudicaron enormemente nuestra calidad institucional.

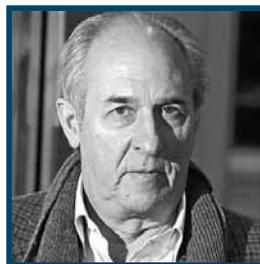
Ha habido también ineptitud para gestionar. Un ejemplo de esa ineptitud se da en el sector energético; en este caso, esa ineptitud viene acompañada de la continuidad de la gestión en el área. No hay en la historia argentina un equipo energético que haya tenido tanto tiempo para gestionar el área como el actual, y, paradójicamente, haya repetido durante tanto tiempo el mismo error conceptual. Esta ineptitud con continuidad resume la forma ideal para el fracaso.

En este contexto, la década de gestión energética de los tres gobiernos Kirchner es un período de fuertes retrocesos tecnológicos, económicos y conceptuales. Se trata de una década perdida. Las razones que abonan esa idea son las siguientes:

**1.** Argentina perdió definitivamente el autoabastecimiento energético que exhibía desde hacía dos décadas, que le permitió tener saldos exportables positivos en materia de hidrocarburos desde 1989 hasta 2010.

**2.** A partir de 2010, Argentina se convirtió en un importador neto de hidrocarburos, con elevadas tasas de crecimiento de sus importaciones. En 2012 las importaciones fueron de 9.500 millones de US\$ y en el primer trimestre de 2013 las mismas crecen con respecto al mismo período de 2012 con una tasa del 57 por ciento.

**3.** El logro del autoabastecimiento energético en nuestro país —gran ventaja estratégica y geopolítica—, no fue acci-



**JORGE LAPEÑA**  
Presidente del IAE General  
Mosconi.

dental ni fortuito; fue el resultado de una política nacional persistente desde el descubrimiento del petróleo en 1907 hasta su consecución a fines de los 80.

**4.** Durante la presente década disminuyeron en forma monótonamente decreciente la producción de petróleo y la producción de gas natural sin que el gobierno haya podido implementar una política positiva y eficaz para revertir esta lamentable e inédita situación en toda la historia energética argentina. Consecuente con el paradigma del “modelo kirchnerista”: **consumir irresponsablemente sin invertir para reponer stocks**. La explicación a esta declinación estructural está vinculada a nuestro retroceso en petróleo y gas.

**5.** Durante la presente década disminuyeron las reservas de petróleo y gas natural; siendo ello la causa más importante de la disminución de los niveles productivos y de los rendimientos productivos a la par del incremento de los costos de producción.

**6.** Fiel a su mentalidad cortoplacista, el Gobierno Nacional perdió el tiempo. No quiso identificar ni reconocer el problema. Tampoco atinó a generar una política exploratoria para las cuencas sedimentarias nacionales continentales y marinas que permanecen inexploradas y que constituyen más del 75% del total de nuestras cuencas. Paradójicamente para la exploración off Shore creó la empresa ENARSA, que desde su creación no exhibe actividad relevante en el campo para el que fue creada.

**7.** Como resultado de lo anterior, la inversión en exploración en la presente década es menos que la mitad de la que se hacía en las dos décadas anteriores; y casi siempre en la cuencas tradicionales de bajo riesgo y ya explotadas.

**8.** El Gobierno Nacional, a pesar de contar con un Ministerio dedicado al tema energético - la Secretaría de Energía - desempeñó solo un rol virtual en el período- fue incapaz de prever la contingencia estructural de la importación energética. No la concibió como un problema estructural, y en cambio lo concibió como un problema coyuntural u ocasional. Consecuentemente, no implementó medidas para transformarse en un importador eficiente. La consecuencia es que se importa mucho, mal, caro e inseguro

**9.** El Gobierno Nacional dilapidó una década y no pudo implementar en ese largo lapso un plan energético nacional, a pesar de contar con equipos técnicos para tal cometido y un claro diagnóstico a su inicio. Resultado: la Argentina carece de Plan Energético Estratégico.

**10.** Argentina perdió para el sector una década y se resistió a abandonar la Ley de emergencia económica, votada por unanimidad por el Congreso de la Nación como un instrumento transitorio que no tuvo razón alguna de permanecer a partir de 2004. La economía, que ya mostraba signos de recuperación a finales de 2002, creció luego en forma sostenida varios años, pero el sector energético siguió cautivo de las disposiciones draconianas del régimen de emergencia que dieron origen a arbitrariedades y ausencia de controles mínimos. Como consecuencia de ello, se produjeron hechos negativos que será muy difícil y costoso revertir.

**11.** El congelamiento tarifario llevó al estancamiento y disminución de la inversión privada; a la cesación de pagos a las empresas de servicios públicos y a la falta de financiamiento del sistema energético. A raíz de ello, el Estado Nacional debió asumir los pasivos e implementar un sistema insostenible de subsidios a la energía y al transporte, que ha desequilibrado las cuentas públicas.

**12.** También de lo anterior se derivó la necesidad de invertir en forma directa cantidades cuantiosas de fondos presupuestarios para construir obras nuevas, algunas innecesarias. Cuando el Estado Nacional construye sin la instituciones adecuadas y los procesos transparentes lo hace mal, caro, sin el financiamiento asegurado y sin plazos ciertos de finalización.

**13.** La impericia del elenco gubernamental nacional en materia de construcción de obra nueva es palmaria, pero publicitariamente confunde a la sociedad, anunciando más de una vez el inicio de una obra y pocas veces su efectiva realización.

**14.** Al error estratégico de la extranjerización total de la empresa YPF realizado a fines de la década del 90, la actual administración lo profundizó promoviendo en 2008 la venta a un grupo empresario amigo sin experiencia y sin capital para afrontar la compra. El grupo "argentino", promovido por las autoridades que no contaba con capitales

para comprar la compañía, extrañamente constituyó una empresa en España con total participación accionaria de otra empresa australiana.

**15.** Los balances de YPF fueron aprobados sin objeciones a rajatabla por un integrante del Directorio representante del Estado argentino, **quien actuando con el mandato del gobierno**, no objetó los procedimientos.

**16.** La lista de la década perdida debe incluir necesariamente la pérdida de ritmo del proceso de integración energética en el cono sur a raíz del corte total del gas a Chile, en lugar de haber tratado el tema como un problema de mercado integrado y renegociar en términos razonables los contratos firmados. Esto arrojó como resultado que gasoductos que demandaron inversiones, hoy no estén operando.

**17.** Es también una década perdida porque los consumidores se acostumbraron a no pagar por la energía lo que cuesta producirla; en este contexto, el proceso de reacomodamiento obligará a la población a realizar no pocos sacrificios en un futuro inmediato.

**18.** No menos importante es el fuerte retroceso en materia regulatoria que ha sufrido Argentina en estos 10 años. Los Entes Reguladores se vaciaron de contenido y en vez de ser instituciones del Estado nacional integrados por funcionarios idóneos y elegidos por concurso para la aplicación administrativa de la legislación vigente, en los servicios públicos regulados, se convirtieron en meros instrumentos del gobierno nacional y de algunas provincias, carentes de significado y alejados de su función específica.

Las cifras oficiales de la Secretaria de Energía sobre producción de petróleo y gas durante el año 2012 de todas las empresas que operan en el país indican que **el panorama sigue siendo crítico porque durante este año pasado siguieron cayendo tanto la producción total de gas (3,1% menos), como también la de petróleo (4,3% menos)**. Estamos produciendo apenas el 70 por ciento de lo que se producía en el 2003, mientras que en gas la reducción En gas natural la caída productiva respecto a 2004 ya llega al 20%.

Lo notable es que la conducción del Ministerio de Infraestructura nunca se dio por enterada en estos diez años de esta caída en la producción, por esta razón fue incapaz de diseñar y ejecutar una activa política de movilización de inversiones en exploración y desarrollo de nuevos yacimientos.

En este panorama se destaca el gran retroceso de la antigua empresa líder. Durante el año pasado, YPF produjo un 40 por ciento menos del petróleo que lo que producía en 2003, mientras que en gas el retroceso llega al 38 por ciento.

La mal llamada expropiación del paquete mayoritario de las acciones de Repsol agravó la situación, al expropiarse sin indemnización previa.

Por estos errores, YPF y todo el sector petrolero, siguen siendo víctima de un modelo político económico que ahuyenta inversores, inhabilita la capacidad de buscar financiamiento y de asociarse con otras empresas para revertir la declinación productiva y las tareas de exploración para el desarrollo de nuevas reservas.

# BRASIL DEBILIDADES DE UN GIGANTE

Los momentos de incertidumbre que atraviesa hace años el sector hidroeléctrico brasileño debido su dinámica regulatoria ponen en riesgo a un sector en el cual las decisiones del presente tienen gran impacto en su desempeño futuro.



**ROBERTO PEREIRA D'ARAUJO**

Ingeniero Electricista. Autor del libro "Setor Elétrico Brasileiro: Uma aventura mercantil" – Director del Instituto de Desarrollo Estratégico del Sector Energético - ILUMINA

Según la Agencia Internacional de Energía, Brasil genera cerca del 2% de la electricidad del planeta, en una lista en la que los Estados Unidos representan más del 20%. Pese a su marginalidad, su matriz de energías renovables coloca al país entre los líderes en la producción de energía no fósil. Considerando solamente la hidroelectricidad, Brasil ocupa el segundo lugar en el mundo (12%), superado solamente por China (15%). Apenas seis países (China, Brasil, Canadá, Estados Unidos, Rusia y Noruega) concentran casi el 60% de esta forma de producción de electricidad. Aún así, existen otras diferenciaciones. En Noruega, el 99% de la energía eléctrica es de origen hidráulico; en Brasil este porcentaje es del 86%, en Canadá del 60%, en Rusia del 20%, y en Estados Unidos solamente del 8%.

Si se considera el almacenamiento de agua, energía primaria productora de la electricidad, se destacan dos sistemas: el canadiense y el brasileño. Según la publicación *World Water Development Report II*, Canadá tiene reservorios capaces de guardar casi 700 km<sup>3</sup>. Brasil sigue en segundo lugar con una capacidad de almacenamiento de 500 km<sup>3</sup>. Canadá no tiene un sistema integrado como Brasil, pero la mayor semejanza entre ambos sistemas la encontramos en Quebec, región donde el sistema puede almacenar el equivalente a tres meses de su carga, mien-

tras que el sistema brasileño puede "guardar" hasta cuatro meses de la misma. En sistemas de este tipo, el abastecimiento de la demanda depende de la gestión de los stocks. Una decisión tomada en el presente afecta el futuro. Es un sistema con links temporales, característica que no se presenta en los sistemas de base térmica. Como el "proveedor" de su materia prima es la hidrología de los ríos tropicales, la gestión con horizontes de largo plazo es esencial.

Todos estos privilegios parecen transformarse en una maldición. Actualmente, el sector eléctrico brasileño pasa por un momento de gran incertidumbre, influenciado por la moda de la década de los años 1990, cuando muchos países adoptaron el modelo mercantil, el país se vio enredado con una modelización mimetizada y compleja para adaptar su realidad física a una configuración completamente diversa.

Este proceso, que comienza en 1995, atravesó cinco gobiernos de dos partidos políticos adversarios, fragmentó fuertemente la gestión del sector, mostrando una gran inestabilidad regulatoria, adoptó un modelo altamente complejo y creó una serie de costos y cargos inexistentes. Son muchos los problemas, pero el síntoma que asombra es la pérdida de la ventaja comparativa de la energía eléctrica a precios módicos. Comparados con sistemas de ma-



triz energética semejante, los resultados son tan dispares, que no resisten aún las posibles dudas sobre la valorización del tipo de cambio o los altos impuestos<sup>1</sup>. Las comparaciones con el mismo Brasil de 15 años atrás muestran aumentos reales del orden del 100%<sup>2</sup>.

Uno de los temas incluidos en esta inquietud es el de la matriz eléctrica. Habiendo investigado y desarrollado el potencial hidráulico más cercano a los centros de consumo, se confirma la continuidad de la expansión hidroeléctrica, que se considera aún más competitiva que otras opciones de generación. Los proyectos localizados en la región amazónica, y un caso binacional, como la Central de Garabí, en el río Uruguay, aún continúan siendo alternativas viables.

Aún con estas opciones, el modelo mercantil insiste en una competencia genérica, donde las hidroeléctricas, las térmicas y las eólicas disputan contratos en los concursos convocados por las autoridades. Estos procesos son singulares, ya que los vencedores no son obligatoriamente aquellos que presenten los menores costos de generación. El criterio de adjudicación es un complejo y dudoso índice costo-beneficio. Este proceso es una forma adaptada de decir que la expansión está siendo realizada por el “mercado”. Grandes sorpresas han ocurrido con los contratos de las térmicas petroleras o diesel que ganan por tener su oferta cubierta por hidroeléctricas la mayor parte del tiempo.

Las hidroeléctricas son relevadas con tecnología satelital, tienen una vida útil muy superior a otras formas de generación y pueden prestar muchos otros servicios. ¿Cómo una hidroeléctrica en el Amazonas podría competir con una térmica en San Pablo? En lugar de buscar la mitigación de los impactos durante su construcción, la óptica debería ser de integrar el aprovechamiento hidroeléctrico en una visión de planeamiento regional, ya que tiene muy poco sentido imaginarse estos complejos sin la participación de la sociedad local, y sin el involucramiento de varios ministerios del Gobierno.

En el pasado, los reservorios en los ríos de meseta crearon una confortable situación en la relación entre energía de reserva y demanda satisfecha. 20 años atrás era posible almacenar el equivalente a dos años de consumo del sistema; hoy, esa relación se redujo mucho, con una reserva equivalente a cuatro meses de carga. Pese a que algunas voces insistieron en la construcción de centrales con reservorios, esta pretensión parece ser actualmente inviable. Sólo para recuperar el mismo índice de diez años atrás, Brasil tendría que construir reservorios equivalentes a todas las centrales construidas sobre el río San Francisco más la Central de Tucuruí. Esta reducción relativa provocará una gran inflexión y exigirá un profundo examen en los modelos de operación y comercialización.



**FECRA**  
Federación de Empresarios de Combustibles  
de la República Argentina

Sede Central: Tte. Gral. Perón 1685 P.B.  
(1037) Capital Federal - Tel.: 4382-9700/7224  
Email: [info@fecra.org.ar](mailto:info@fecra.org.ar) - Web: [www.fecra.org.ar](http://www.fecra.org.ar)



Frente a tantas dudas, habría que examinar los futuros rumbos de la demanda. Basta consultar el PDE 2020<sup>3</sup> para percibir que el atributo “energívoro” de la economía se profundizará. Hasta ese horizonte, las industrias electrointensivas más que duplicarán su producción. Algunos ejemplos: Aluminio (166%), Siderurgia (203%), Ferroatomociones (202%), Cobre (351%), Celulosa (192%) y Soda-Cloro (165%). Un país que se dispone a ser proveedor de productos básicos para el mundo tiene que entender que, al hacerlo, está asumiendo los riesgos y costos de desarrollo de nuevas fuentes de energía. Sería improbable que esa industria pesada pueda ser “servida” por pequeñas centrales eólicas, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas.

Las recientes intervenciones del Gobierno extrapolan cualquier paradigma de reglamentación. Con la tesis de que la industria brasileña es víctima de la pérdida de dinamismo por culpa del alto precio de la electricidad, los ingresos de las empresas de Eletrobras fueron reducidos drásticamente. Pese a la existencia de un rígido sistema contable, fiscalizado por la agencia reguladora, se impusieron nuevos principios para definir ingresos lo suficientemente bajos como para producir un descuento cercano al 20% en la tarifa. Esta intervención fue justificada jurídicamente por el anticipo del vencimiento de las concesiones de centrales y líneas de transmisión. La implementación de este mecanismo amplía la complejidad del modelo, que ahora tiene en pleno funcionamiento dos sistemas que teóricamente tienen principios muy distintos: el régimen de servicio por el costo, y el mercado.

Lo que resulta grave es que las empresas constructoras de estas centrales y líneas de transmisión pasan a ser meros

**20 años atrás era posible almacenar el equivalente a dos años de consumo del sistema; hoy, esa relación se redujo mucho, con una reserva equivalente a cuatro meses de carga.**

contratistas de operación y mantenimiento, perdiendo la iniciativa de invertir, ya que cualquier gasto que no fuera clasificado como tal tendrá que ser autorizado por la agencia reguladora. Por otro lado, con un ingreso apenas suficiente para su mantenimiento, la central deja de participar en la vida de la empresa, que teniendo una inserción en la sociedad, no se limita a generar y transportar energía. Un ejemplo sencillo: ¿cómo quedan los compromisos asumidos con los municipios en las áreas que circundan a los reservorios?

Si la electricidad fuese tan decisiva en la competitividad de las industrias, las industrias italiana y japonesa estarían quebradas, porque pagan hasta el 60% más de lo que paga la industria brasileña. Con excepción de las industrias electrointensivas, el peso de la energía en el costo total del producto no supera el 4,5%<sup>4</sup>. Como consecuencia de esta exageración, la pérdida de dinamismo de la industria brasileña pasa a ser una pieza política en el escenario sectorial y produce indicios preocupantes de la gran influencia de la industria pesada sobre el gobierno.

El momento actual es de gran turbulencia e incertidumbre. Cada día se imponen nuevas reglas e intervenciones, transformando un sector que tiene todo para transformarse en una enorme ventaja comparativa, en un motivo de preocupación y retracción de los inversores.

(1) Datos de la Agencia Internacional de Energía muestran que las diferencias tarifarias entre países con matriz energética semejante alcanzan hasta el 200%.

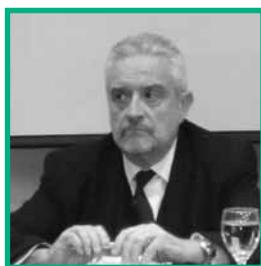
(2) Datos de la ANEEL muestran aumentos reales del 60% y del 107% para el sector residencial e industrial respectivamente.

(3) Plan de Desarrollo Energético 2020. EPE, Empresa de Pesquisa Energética.

(4) Pesquisa Industrial Anual do IBGE (2010) – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

# Aprovechamiento múltiple Potrerillos. Un poco de historia

Los proyectos provinciales y la participación público privada son una importante alternativa para el desarrollo hidroeléctrico del país. La historia del aprovechamiento múltiple Potrerillos pone de manifiesto el gran poder transformador de la adopción de políticas de estado para el sector energético.



## DIEGO A. GRAU

Ingeniero y Master en Administración de Empresas. Ocupó cargos gerenciales en SADE, IMPSA y Alto Paraná. Es socio y director del Grupo Managers, servicios de gestión empresarial. Fue Ministro de Ambiente y Obras y Servicios Públicos de Mendoza, Asesor de la Comisión de Energía de la H. Cámara de Diputados de la Nación, Director de Energía Mendoza S.E. y Subsecretario de Energía y Combustibles de Mendoza.

Ubicado en el oasis Norte de la Provincia de Mendoza, sobre el Río Mendoza, a 40 km de la capital provincial, esta es una obra de uso múltiple, que se proyectó para cumplir varios propósitos:

- Regulación y atenuación de crecidas. Protección ante catástrofes que se producían por inundaciones en el Gran Mendoza.
- Irrigación y uso agrícola. Esto es fundamental para la agricultura de zonas áridas. Se pasó de 30.000 a 80.000 Ha bajo irrigación, y uso superficial y subterráneo del agua.
- Generación hidroeléctrica. Producción de 650 GWH/año de energía, que se aplica a la empresa provincial Edemsa (27%) y se conecta al sistema nacional Cammesa (73%).
- Abastecimiento de agua potable e industrial. Se instaló una nueva planta potabilizadora para el Gran Mendoza, para más de un millón de habitantes.
- Transformación y desarrollo territorial del oasis norte. Se modificaron las rutas, en particular en lo referido al corredor Atlántico – Pacífico, ruta nacional N° 7.
- Recreación, deportes y turismo. Un embalse de 15 km<sup>2</sup> en las proximidades de la ciudad de Mendoza.
- Uso industrial del agua.
- Cumplimiento de las exigencias ambientales de acuerdo con los lineamientos del Banco Mundial.

Las obras civiles estuvieron compuestas esencialmente por la presa de material suelto, de 114 metros de altura, más las correspondientes obras complementarias: túnel de desvío, aliviadero de crecidas, túnel de aducción y demás obras civiles.

Una presa en zona sísmica es técnicamente muy compleja. Fue preciso asegurar la estabilidad de la presa frente a la ocurrencia de sismos extremos mediante complejos estudios sísmicos.

Las obras hidro-electromecánicas correspondientes, contemplaron la construcción de la nueva Central Cacheuta y la repotenciación de la Central Álvarez Condarco. Se incorporaron 182 MW instalados de potencia. Con cuatro nuevos grupos Francis con eje vertical de 31,6 MW cada uno en Cacheuta y la repotenciación de la central Álvarez Condarco a 54,9 MW.

## ANTECEDENTES

El proyecto Potrerillos fue parte del desarrollo del oasis Norte de la Provincia de Mendoza. Era necesario administrar el agua del Río Mendoza para asegurar el control y manejo del agua de deshielo proveniente de la cadena montañosa de Cordón del Plata.

Desde mediados del siglo pasado se confeccionaron diversos proyectos, tanto por parte de Agua y Energía de



la Nación como de iniciativas provinciales. Se evaluaron distintas opciones de presa, ubicaciones diferentes, y aprovechamiento integral de distintos tramos del Cordón del Plata. Pero fue en 1985 que el gobernador radical, Felipe Llovera, inició con gran decisión la iniciativa final.

### UN PROYECTO DE LA PROVINCIA DE MENDOZA Y SUS ORGANISMOS DE ESTADO

En esa época se planteó la obra de Potrerillos como un proyecto provincial, convocándose a un grupo de trabajo coordinado desde el Ministerio de Obras Públicas, con participación del Departamento General de Irrigación (el gobierno del agua de Mendoza), de la Dirección de Hidráulica, de Vialidad Provincial, de Obras Sanitarias Mendoza, de la Empresa Provincial de Energía (EMSE) y de organismos como el actual Instituto Nacional del Agua (INA, ex INCYTH) con su Centro Regional Andino (CRA).

Fue fundamental en aquel momento integrar un grupo de trabajo para estudiar la evaluación económica del proyecto, para definir su rentabilidad. Para este trabajo se integraron profesionales especializados de reconocida trayectoria y procedencia.

A fines de 1987 se logró contar con un proyecto completo y consensado, con una evaluación de rentabilidad auspiciosa, lo que sirvió de base para los desarrollos futuros.

### POLÍTICAS DE ESTADO

Fue esencial una convocatoria amplia y de gran profesionalismo, de modo de que las conclusiones fueran aceptadas, prescindiendo de oportunidades o protagonismos políticos. El proyecto se planteó como una política de estado. Fue preciso que la iniciativa trascendiera a los gobiernos de turno. La obra no era de un gobierno; la obra era de y para los mendocinos. Y fue este principio orientador inicial que permitió que varios años y varios gobiernos después, el proyecto se transformara en realidad. También lo permitieron una política abierta y transparente de infor-

mación sobre las ideas, con participación y permanentes acuerdos legislativos para acordar los principios y los mecanismos legales. Convocar a Cámaras empresarias para aportes fue también un soporte para sentar bases firmes de transparencia, consensos y continuidad.

### PARTICIPACIÓN PÚBLICA PRIVADA

En base al proyecto de 1987, a partir de los '90, se trabajó en los pliegos y en las herramientas de financiamiento. Es el gobernador justicialista Rodolfo Gabrielli quien convocó de manera abierta a técnicos y especialistas, lo que permitió dar continuidad y avance al proyecto.

Fue en esta instancia en la que se dio forma a la iniciativa de encarar el proyecto como un emprendimiento público privado, luego de tratarse, discutirse y definirse las posibilidades de una manera consensuada entre distintos protagonistas profesionales, políticos y empresarios. En diciembre de 1994, la provincia publicó el sistema de oferta pública, se estableció el mecanismo de concesión (25 años) y la creación de la empresa mixta CEMPP-SA: Consorcio Empresas Mendocinas Para Potrerillos S.A. Esta empresa quedó conformada entre la Provincia de Mendoza y las empresas mendocinas José Cartellone Construcciones Civiles (JCCC) e Industrias Metalúrgicas Pescarmona SA (IMPESA).

En mayo de 1997, se aprobaron leyes que establecían esenciales criterios y formalidades de integración de capital, tipos de acciones, condiciones de manejo del Directorio de la sociedad, derechos de concesión, definición de actividades de cada socio, y esencialmente, las condiciones fiduciarias para el manejo financiero.

### LA INVERSIÓN Y EL RECUPERO

El costo del proyecto se estableció en 330 millones de U\$\$. Era evidente que el recupero de la inversión más directo pasaba por la venta de energía eléctrica, razón por la cual las empresas privadas aportaron 120 millones de U\$S como su parte de inversión en este rubro. Quedó luego a

cargo de la empresa CEMPPSA la administración de la venta de energía al sistema interconectado nacional. Otros aportes, de 36 millones de U\$S, correspondieron al valode las centrales antiguas y aportes del Banco de la Nación Argentina.

Se determinó entonces que la inversión del estado provincial tendría un recupero de más largo plazo (vinculado a las obras civiles y de infraestructura). Por ello la provincia aportó 174 millones de U\$S, correspondiente básicamente a la parte del proyecto vinculado a los beneficios por el riego adicional, aumentos de producción y áreas de cultivo, beneficios por revalorización de las tierras fiscales del perilago del embalse, por disponibilidad de agua potable, por control de crecidas.

De gran importancia fueron los beneficios derivados del Turismo: un lago artificial de 1500 Ha, por el desarrollo de un nuevo polo que integra infraestructura hotelera, compañías de turismo, actividades deportivas que ya son una realidad palpable en la zona.

## DESARROLLO DE LAS OBRAS

Las obras se iniciaron en diciembre de 1998, durante el gobierno del justicialista Arturo Lafalla.

## Era necesario administrar el agua del Río Mendoza para asegurar el control y manejo del agua de deshielo proveniente de la cadena montañosa de Cordón del Plata.

Durante el gobierno del radical Roberto Iglesias (1999-2003) se llevó a cabo la mayor parte de los trabajos. Entre directos e indirectos, participaron casi 2.000 personas, sin haberse registrado ningún accidente fatal. Las empresas asumieron la responsabilidad de la ejecución y el estado provincial la inspección de la obra, llevada a cabo por prestigiosos especialistas técnicos.

En diciembre de 2001, se terminó la presa y se inició el llenado de la misma. En noviembre de 2002 se terminó la Central Cacheuta, y en noviembre de 2003 se terminó la Central Alvarez Condarco.

Potrerillos es hoy una realidad. Llevó tiempo y esfuerzo. Capitalizar este tipo de experiencia requiere de políticas y reglas claras y trascendentes. El actual estado de situación de retrasos tarifarios y subsidios es claramente un impedimento para el desarrollo de proyectos de infraestructura en el país.

**¿CÓMO SE MANEJA ESTE TIPO DE DEMANDA?  
LA RESPUESTA ES SMART POWER GENERATION**

Las variaciones diarias en la demanda eléctrica están en aumento mientras que el continuo incremento de los aportes de la energía eólica y solar debe ser balanceado. En este contexto, la generación de energía convencional, por sí sola, no es lo suficientemente ágil para responder a los nuevos desafíos que se presentan. La solución más eficiente y flexible que permite brindar energía limpia, confiable y accesible la puede encontrar en [www.smartpowergeneration.com](http://www.smartpowergeneration.com)

ENERGY  
ENVIRONMENT  
ECONOMY

**WÄRTSILÄ**

Wärtsilä Argentina S.A.  
Tronador 963 - CABA - Tel. + 54 11 4555 1331 - [info.argentina@wartsila.com](mailto:info.argentina@wartsila.com)

¿Cómo afecta el cambio climático al panorama actual y futuro de la generación hidroeléctrica en Argentina? El Ing. Guillermo Malinow analiza las principales tendencias y perspectivas para un sector altamente vulnerable al impacto del mismo.

# IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO SOBRE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN ARGENTINA



## GUILLERMO V. MALINOW

Ingeniero Civil (UBA) con formación en Hidrología, Seguridad de Presas y Evaluación de Impacto Ambiental. Se desempeñó como Director del Departamento de Recursos Hídricos y Coordinador del Comité de Seguridad de Presas de HIDRONOR SA. Es Consultor en Recursos Hídricos, Medioambiente y Seguridad de Presas.

Por el calentamiento oceánico, en los últimos 50 años se incrementó la evaporación, provocando el aumento del contenido de humedad del aire.

## TENDENCIAS OBSERVADAS Y NUEVAS VULNERABILIDADES

El calentamiento del planeta registrado durante los últimos 150 años ha incidido significativamente, tanto en la temperatura como en las precipitaciones de nuestro país. Asimismo, hay estudios que permiten inferir que en la Patagonia sur las temperaturas han venido incrementándose desde mitad del siglo XVII.

En Argentina llueve en promedio un 20% más que hace 40 años. Por el calentamiento oceánico, en los últimos 50 años se incrementó la evaporación, provocando el aumento del contenido de humedad del aire, causal de la mayor inestabilidad de masa y de precipitaciones en forma de tormentas.

Con relación al aprovechamiento energético de los recursos hídricos, las principales tendencias observadas se pueden resumir como:

- Aumento de las precipitaciones medias anuales en casi toda la Argentina y muy especialmente en el Noreste.
- Aumento de la frecuencia de precipitaciones extremas en gran parte del este y centro del país.

- Aumento de la temperatura en la zona cordillerana de la Patagonia y Cuyo con retroceso de glaciares.
- Aumento de los caudales de los ríos y de la frecuencia de inundaciones en gran parte del país.
- Retroceso de los caudales de los ríos de San Juan, Mendoza y norte de la Patagonia a partir de del año 1980.
- Tendencia creciente muy marcada de los caudales del río Paraná desde el año 1970.
- Aumento de la altitud de la isoterma 0° C en la mayor parte de la región cordillerana, desde Cuyo hasta Tierra del Fuego.

Durante el siglo XXI, todo indicaría que el cambio climático global aumentará o creará nuevas vulnerabilidades, tales como:

- Continuidad de la alta frecuencia de precipitaciones intensas y mayor riesgo de inundación en zonas actualmente afectadas.
- Aumento de inundaciones de origen pluvial en la región NEA por continuar en aumento la frecuencia e intensidad del sistema convectivo de mesoescala.
- Aumento de la frecuencia de precipitaciones intensas en la región NOA y en consecuencia, se podrán intensificar las inundaciones, tempestades y aluviones, principales amenazas en la región.

- Retroceso de los caudales de los ríos de la cuenca del Plata por la mayor evaporación debida al aumento de la temperatura.
- Aumento del estrés hídrico en todo el norte y parte del oeste del país debido a la misma causa.
- Retroceso de la precipitación nival en la cordillera de los Andes para las próximas décadas y probable crisis del agua en Mendoza, San Juan, y una disminución de los aportes por deshielo en el Comahue.
- Aumento de la frecuencia e intensidad del fenómeno El Niño, y por lo tanto aumentarían los niveles de riesgo de inundación de origen fluvial actuales.
- Aumento progresivo de la temperatura media en toda la Patagonia.
- Ascenso progresivo de la isoterma de 0 °C con reducción de áreas de acumulación nival en cordillera, desde Cuyo hasta Tierra del Fuego.

## ALGUNAS CONCLUSIONES

Debido a los cambios esperados en los sistemas climáticos, las conclusiones que a continuación se mencionan se orientan a plantear cómo pueden impactar los mismos en las próximas décadas sobre la generación hidroeléctrica actual y futura de la Argentina.

### Respecto a la generación de energía hidráulica

Por la merma esperada de la precipitación en la franja cordillerana patagónica, desde el río Colorado al sur, los caudales de los mismos van a ser menores disminuyendo así también la generación hidroeléctrica proyectada.

Actualmente existen en explotación cinco aprovechamientos hidroeléctricos sobre el río Limay, uno sobre el río Neuquén, uno sobre el río Colorado y uno sobre el río Chubut, más el correspondiente a Futaleufú, que para una hidráulicidad anual media, generan entre el 43% y el 50% de la energía hidráulica que consume el país.

En el río Santa Cruz se prevé construir dos importantes aprovechamientos hidroeléctricos, otro de cierta magnitud en el río Neuquén, y también uno en el río Grande, tributario del río Colorado, los que desde ya pueden tener una producción energética menor a la prevista por los proyectistas.

Para la década 2021-30 la situación esperada con la oferta hídrica en los oasis de Cuyo puede ser de un impacto negativo mayor, como particularmente sería el del río San Juan. La disminución de los caudales, y por lo tanto de la generación hidroeléctrica, alcanzaría a los ríos San Juan, Mendoza, Tunuyán, Diamante y Atuel.

En estos ríos existen 15 aprovechamientos hidroeléctricos en explotación, más uno que actualmente se encuentra en construcción sobre el río San Juan, los que suman entre un 6% al 8% de la generación hidroeléctrica total del país.

Es decir que la merma en los caudales de los ríos cordilleranos puede afectar un porcentaje significativo de la generación hidroeléctrica del país, ya que para una hidráulicidad global anual media se trata de la producción que cubre entre el 49% y el 58% de la misma.

Por otra parte, el retroceso que puede esperarse en los caudales de los ríos Paraná y Uruguay, por una mayor evaporación en la cuenca del Plata, impactaría negativamente en la producción de energía de los actuales aprovechamientos binacionales Yacretá y Salto Grande, y además en los futuros aprovechamientos previstos incorporar en ambos ríos.

Esta merma global esperada en los aportes hídricos estaría afectando al 95% de la potencia instalada de origen hídrico con la que cuenta el país. Si se pretende dar preeminencia al uso de un recurso renovable como éste, será menester compensar dicha merma con un exigente programa de incorporación de mayor cantidad de obras de origen hídrico.



# APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS EN EL RÍO URUGUAY EN EL TRAMO COMPARTIDO CON BRASIL GARABÍ Y PANAMBÍ<sup>(1)</sup>

Estudios de inventario hidroeléctrico desarrollados por EBISA y Eletrobras durante los años 2009 y 2010 sobre el tramo binacional del río Uruguay, buscaron maximizar la eficiencia económico-energética y minimizar de los impactos ambientales negativos de los aprovechamientos.

## EDUARDO V. LIAUDAT

Ingeniero en Construcciones de la Universidad Nacional de La Plata.  
Miembro del Comité Argentino de Presas.  
Socio gerente de la consultora Proa srl con sede en Neuquén, Argentina.

**Merece destacarse el énfasis puesto con relación a los modos de vida de la población urbana y rural.**

## UN POCO DE HISTORIA

Agua y Energía de Argentina y Eletrobras, de Brasil, realizaron estudios de inventario hidroeléctrico para el tramo compartido del Río Uruguay en la década del 70, y en 1986 se completaron los estudios de Proyecto Básico para el aprovechamiento Garabí. Estos estudios concluyeron en 3 aprovechamientos: Roncador (nivel 164 msnm), Garabí (nivel 94 msnm) y San Pedro (nivel 52 msnm), con una potencia total instalada de 4.700 MW.

Durante los años 2009 y 2010, Emprendimientos Binacionales S.A. de Argentina (EBISA) y Centrais Elétricas Brasileiras S.A. de Brasil (Eletrobras), desarrollaron nuevos estudios de inventario hidroeléctrico del tramo binacional del río Uruguay con el objetivo de reevaluar el potencial hidroeléctrico identificado anteriormente durante la década del '70, considerando las nuevas restricciones ambientales, que consistieron en reducir la afectación de las poblaciones ribereñas y no inundar los Saltos del Moconá.

Como resultado del nuevo estudio de inventario, fueron seleccionados para las centrales hidroeléctricas, sólo dos emplazamientos: Panambí (nivel 130 msnm) y Garabí (nivel 89 msnm) con una potencia total de 2.200 MW.

Actualmente, EBISA y Eletrobras contrataron el desarrollo de los estudios de factibilidad, el estudio de impacto ambiental y el proyecto básico, que permitirán la licitación y construcción de los dos aprovechamientos.

## OBJETIVOS Y DESARROLLO DEL ESTUDIO DE INVENTARIO 2010

El objetivo del estudio consistió en la reevaluación del potencial hidroeléctrico mediante la búsqueda de alternativas de conjuntos de aprovechamientos técnicamente viables, a través de un análisis multiobjetivo, que buscó la maximización de la eficiencia económico-energética y la minimización de los impactos ambientales negativos.

El estudio de inventario se realizó con base en información existente, complementada con informaciones de campo, y sustentado en estudios básicos cartográficos, hidrometeorológicos, energéticos, geológicos, geotécnicos, ambientales y socio económicos.

(1) La fuente de información de este artículo es la página oficial de EBISA ([www.EBISA.com.ar](http://www.EBISA.com.ar)), donde podrán obtener mayor información de estos aprovechamientos.

Los relevamientos del terreno se realizaron con tecnología LIDAR aerotransportado, que fue utilizada por primera vez en el país para este tipo de trabajos, y fue complementada con aerofotogrametría analógica lo que permitió armar un modelo digital del terreno (MDT) y una cartografía en escala 1:10.000 para toda la zona de afectación de los embalses. Se generó además un sistema de información geográfico (SIG).

Primero se definió la ubicación de los sitios de los aprovechamientos y luego se desarrollaron todas las alternativas posibles para el aprovechamiento energético del tramo. Para cada alternativa se definieron los niveles de embalse, la energía generada, costos asociados y se analizaron los impactos ambientales negativos que permitieron diferenciar las alternativas entre sí.

Para los costos de la energía, se consideraron viables los aprovechamientos cuyo costo unitario fueran menores a 85 US\$/MWh (costo unitario de referencia), que corresponde a un ciclo combinado alimentado en 80% con gas natural y en 20% con gas oil.

Con relación al AHE San Pedro (nivel 52/50 msnm y 700 MW), el mismo fue descartado en este estudio debido al alto costo de generación (60% superior al costo de referencia) y a los importantes impactos ambientales (inundación de 2.000 km<sup>2</sup> y relocalización de 16 mil personas). Sin embargo, la exclusión del AHE San Pedro en este estudio de Inventario, no significa que eventuales cambios de la situación futura del mercado eléctrico pudiera justificar su inclusión dentro de las alternativas de división del salto.

En la etapa final del estudio se realizó la Evaluación Ambiental Integrada (EAI) para la alternativa elegida con el fin de evaluar los efectos acumulativos y sinérgicos de estos aprovechamientos en toda la cuenca compartida.

**Durante los años 2009 y 2010, EBISA y Eletrobras desarrollaron nuevos estudios de inventario hidroeléctrico del tramo binacional del río Uruguay con el objetivo de reevaluar el potencial hidroeléctrico identificado anteriormente, considerando las nuevas restricciones ambientales.**

## ÁREA DEL ESTUDIO

El área objeto del estudio involucró la extensión del río Uruguay en el tramo compartido entre la desembocadura del río Pepirí Guazú, y la desembocadura del río Quareim, que limita Brasil con Uruguay. En ese tramo, el río Uruguay recorre cerca de 725 km, limitado en el margen izquierdo por el estado brasileño de Rio Grande do Sul, y en el derecho por las provincias argentinas de Misiones y Corrientes. El área de estudio abarca una superficie de 116.000 km<sup>2</sup> y una población total de 2,5 millones de personas.

El régimen del río es muy variable y de tipo pluvial y se identifican dos períodos de crecidas en Abril y Octubre separados por los meses menos lluviosos de Enero y Agosto. El caudal medio del río es de 2.000 m<sup>3</sup>/s en los Saltos del Moconá y de 4.300 m<sup>3</sup>/s en Monte Caseros.

La cuenca del Uruguay está ubicada sobre derrames basálticos de la Formación Serra Geral, y el río presenta a lo largo de su curso condiciones topográficas y geológicas favorables para la implantación de aprovechamientos hidroeléctricos.

En base a los datos existentes, relevamientos de campo, campañas y mapeos de uso de suelo, las diversas características de la cuenca se agruparon en seis categorías de

<b>TECNOLATINA</b>	<b>Nuestra energía a su servicio</b>
Servicio de Ingeniería y Consultoría	TECNOLATINA S.A.
Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Suipacha 1111 - Piso 31° (C1008AAW) Buenos Aires Argentina
Contratos de abastecimiento de Gas Natural y Energía Eléctrica	TE: 4312-0066 - Líneas Rotativas Email: <a href="mailto:tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar">tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar</a> Website: <a href="http://www.tecnolatina-sa.com.ar">www.tecnolatina-sa.com.ar</a>
Ampliaciones y accesos a los sistemas de Transporte de Gas Natural y Energía Eléctrica	



Represa Garabí



Represa Panambí

contenidos relevantes, denominados componentes síntesis. Desde el punto de vista biológico se estudiaron los Ecosistemas Acuáticos y los Ecosistemas Terrestres y desde el punto de vista antrópico se estudiaron los modos de vida, organización territorial, base económica y poblaciones indígenas / patrimonio arqueológico.

Merece destacarse el énfasis puesto con relación a los modos de vida de la población urbana y rural, donde se estudiaron los aspectos vinculados a los fenómenos demográficos, de salud, esperanza de vida, nivel educativo, producto bruto per cápita, infraestructura y servicios de agua y electricidad.

Finalmente, se estudiaron los aspectos ligados al marco legal e institucional y potenciales conflictos.

Todos estos elementos permitieron realizar un diagnóstico ambiental que sirvió de base para poder estimar las afectaciones producidas por las distintas alternativas de división del salto estudiadas.

## CONCLUSIONES DEL ESTUDIO INVENTARIO AÑO 2010

Como conclusión de este estudio se seleccionó la siguiente alternativa con 2 cierres que corresponden a:

- **Garabí** Nivel de embalse: 89 msnm
- **Panambí** Nivel de embalse: 130 msnm

Esta alternativa, sin San Pedro y con la reducción de 5 m del nivel de Garabí y el desplazamiento de Roncador a Panambí con una reducción de 34 m del nivel de embalse, evitan en conjunto la afectación de unas 25.000 personas.

Por otro lado, si bien se reduce la generación de energía en un 39% respecto del inventario de la década del '70, la

reducción de superficies inundadas es del 74%, poniendo de manifiesto las consideraciones ambientales que se tuvieron en cuenta en la evaluación de alternativas.

La potencia a instalar en estos aprovechamientos es del orden del 8% de la potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional Argentino y de 2% del Sistema Interligado Brasileño.

## ASPECTOS AMBIENTALES

### Impactos positivos

- Generación de energía eléctrica a través de una fuente renovable y reducción del consumo de combustibles fósiles
- Flexibilidad para el abastecimiento de energía ya que posee la capacidad de almacenar agua en el embalse, complementando las fuentes de energías intermitentes.
- Aumento del presupuesto provincial/estadual y/o municipal
- Un incremento de la generación de energía eléctrica para los sistemas de Argentina y Brasil y la ampliación de la capacidad de interconexión energética entre ambos países
- Promoción del desarrollo regional de la zona e incremento de áreas irrigadas
- Creación de empleo local y regional, tanto en la etapa de construcción (19.000 personas en cada aprovechamiento), como en la de operación de los aprovechamientos

### Impactos negativos

El área total inundada es de 732 km<sup>2</sup>, con una estimación de población a relocalizar rural de 9.200 personas y urbana de 3.400 personas.

## La potencia a instalar en estos aprovechamientos es del orden del 8% de la potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional Argentino y de 2% del Sistema Interligado Brasileño.

Los núcleos urbanos principalmente afectados serán Garruchos y Alba Posse de la margen argentina y Garruchos y Porto Mauá de la margen brasilera y en menor grado zonas perimetrales de Azara, San Javier, Itacuararé y Porto Xavier.

La infraestructura vial afectada es de 22 km de rutas y 145 km de caminos vecinales que serán relocalizados.

Las unidades de conservación y protección integral que serán afectadas son 0,015% de la Reserva Yabotí en Argentina y 0,3% del área del Parque Estadual do Turvo en Brasil.

### Evaluación Ambiental Integrada (EAI)

El objetivo de la Evaluación Ambiental Integrada fue complementar y consolidar los estudios ambientales realizados, ofreciendo un panorama de la situación social y ambiental de la cuenca en el horizonte futuro, considerando la operación de los aprovechamientos de la alternativa seleccionada y de los aprovechamientos ya existentes en la cuenca y aquellos planificados que posean Concesión o Autorización, emitida por la entidad responsable (Secretaría de Energía, en Argentina y ANEEL, en Brasil).

Para esta evaluación, se integraron los aspectos físicos y ecosistemas terrestres; recursos hídricos y ecosistemas acuáticos, y por otro lado los aspectos socioeconómicos del área de estudio, proyectados en un escenario al año 2030 a efectos de evaluar el comportamiento debido a la implantación en la cuenca de los aprovechamientos de la alternativa seleccionada.

Esta evaluación integra el diagnóstico ambiental, la evaluación ambiental distribuida y los potenciales conflictos debido a la implantación de los aprovechamientos seleccionados.

Como resultado de la Evaluación Ambiental Integrada fueron identificados los temas relevantes para la cuenca, que permitieron determinar los Indicadores de sustentabilidad ambiental y las directrices y recomendaciones para las fases futuras de implantación de los emprendimientos.

### ETAPAS FUTURAS

El estudio realizado permitió avanzar con las siguientes etapas de factibilidad y proyecto básico, que demandarán aproximadamente 2 años y que incluyen: la factibilidad técnico-económica, el estudio de impacto ambiental, los planos, las especificaciones técnicas, el plan de gestión ambiental, que incluye el plan Integral de reasentamiento y el plan de comunicación social (actualmente en ejecución a marzo de 2013).

Se continuará luego con la etapa de proyecto ejecutivo, la construcción de las obras y la implementación de los programas ambientales; y finalmente la etapa de llenado del embalse, puesta en marcha, la operación comercial y el continuo monitoreo de las variables ambientales contempladas en el plan de gestión ambiental.

#### Comentario final del autor

La energía correspondiente a la República Argentina de estos dos aprovechamientos (50% del total a generar) resulta el 4.6% del total comercializado en Argentina en 2011 (unos 5.500 GWh/año que representa un ahorro de gas de 34.000.000 MM de BTU por año). Tomando el valor de gas importado (unos 17 US\$/MMBTU) representa un monto de US\$ 570 millones por año de ahorro de combustible, lo que permitiría pagar las obras en unos 5 a 6 años de generación.



**FECONA**

Federación Entidades de Combustibles  
de la Provincia de Buenos Aires

Personería Jurídica: Mat. 5823 - Leg. 1/39596/1986

Calle 15 N° 1334 Telefáx: (0221) 451-0562 - 1900 La Plata - e-mail: uenyafec@infoviva.com.ar

# Integración energética entre Argentina y Brasil

## Oportunidades y Desafíos

NIVALDE JOSE DE CASTRO  
GUILHERME DANTAS  
RUBENS ROSENAL

Expertos del Instituto de Economía la Universidad Federal de Río de Janeiro analizan los principales beneficios y los desafíos para la aplicación de una política de integración energética entre Argentina y Brasil, desde una óptica brasileña.

La creciente internacionalización de la economía global estimula la formación de bloques regionales, como es el caso de los países del Mercosur, que buscan integrar sus cadenas productivas con el fin de obtener una mayor competitividad interna y externa. Dentro de estos parámetros, surgen posibilidades concretas de integración en sectores de infraestructura, como es el de la energía eléctrica. Dado que la demanda de energía eléctrica deberá aumentar en forma significativa en los próximos años, debido al mayor crecimiento económico, existe un espacio político y económico para la implementación de una política de integración energética. Por tratarse de las dos mayores economías del Mercosur, debemos examinar las perspectivas de integración entre sus sectores eléctricos, analizando los beneficios y los desafíos que se presentan.

El principal beneficio de la integración energética entre los dos países es la contribución a la garantía de seguridad de abastecimiento con una eficaz exploración de los recursos energéticos disponibles. Mas allá de este aspecto estratégico, Castro et al. (2009) destaca las ganancias originadas en la optimización de la operación del sistema a través de la exploración de sinergias derivadas de la complementariedad de la carga, los regímenes hi-

**A pesar de los beneficios evidentes del proceso de integración energética, su concreción es extremadamente compleja, sobre todo por el carácter de bien estratégico de la energía eléctrica.**

drológicos, etc. Observamos así que la integración de los sistemas eléctricos, no solo permite atender a la demanda sobre bases más eficientes y seguras, sino que también permite menores costos, y una operación integrada del sector eléctrico entre ambos países que tiende a lograr una asignación más eficiente de los recursos de la que existiría si los mercados nacionales permanecieran aislados (Castro, Brandão e Dantas, 2011).

A pesar de los beneficios evidentes del proceso de integración energética, su concreción es extremadamente compleja, sobre todo por el carácter de bien estratégico de la energía eléctrica. La dificultad se debe en gran medida al hecho de que, aunque bajo una óptica técnico-operativa la integración represente el aumento de la seguridad del sistema, la pérdida de autonomía energética de un país es inherente al proceso, y define un vector de riesgo a la

seguridad nacional del abastecimiento bajo un criterio político. Por otro lado, la integración energética enfrenta dificultades inherentes y derivadas directamente de las asimetrías institucionales y regulatorias. Estas dificultades son especialmente relevantes cuando se estudia la integración energética entre Argentina y Brasil.

En relación a las posibilidades de Brasil frente al proceso de integración eléctrica regional específicamente, cabe destacar que el modelo comercial del sector eléctrico brasileño es una traba a la formación de un mercado integrado con la Argentina y otros países. El modelo comercial brasileño ha sido extremadamente exitoso, y al mismo tiempo idiosincrático. El mismo fue estructurado para permitir la comercialización de energía eléctrica mediante los mecanismos de mercado, con base en un sistema único en términos mundiales, ya que existe un predominio neto de la generación hidroeléctrica que representa cerca del 90% de la energía eléctrica. Se trata de un sistema concebido en formato cerrado, planificado y operado en forma optimizada y centralizada. Aunque atiende con eficiencia las necesidades del sistema eléctrico brasileño, como la Argentina y otros países presentan matrices más diversificadas sin que exista un predominio tan marcado de la electricidad, los modelos de comercialización presentan dinámicas y estructuras nítidamente distintas. Las diferencias en los mecanismos de comercialización crean una restricción a la integración de los mercados basados en contratos de largo plazo.

Estas especificidades determinaron que las experiencias de integración eléctrica con la Argentina fueran concebidas en base a los aspectos operativos y comerciales compatibles con el modelo brasileño de operación centralizada y optimizada de los recursos de generación. Por ejemplo, el contrato original de importación de energía de la Argentina por medio de la CIEN estaba adherido al modelo brasileño, siendo representado por el operador del sistema (ONS) en la optimización del sistema como una “térmica

**En función de las asimetrías económicas, energéticas y políticas entre Brasil y Argentina, las mayores y más rápidas oportunidades para la integración y el comercio internacional de energía eléctrica con Brasil están en la importación y exportación de excedentes de corto plazo.**

de frontera”, que era despachada cuando la situación hidrológica requería la complementación de la energía térmica. En las ocasiones en las que Brasil no necesitaba la energía, o sea con hidrologías favorables, las Centrales argentinas a gas asociadas al contrato de la CIEN quedaban liberadas para abastecer el mercado argentino.

Cuando las importaciones desde la Argentina vía la CIEN se interrumpieron unilateralmente en función de la crisis energética de ese país, provocando la ruptura de los contratos de exportación de 20 años hacia las empresas distribuidoras brasileñas, las plantas conversoras de Garabí pasaron a ser empleadas para la exportación desde Brasil a la Argentina, estableciendo un comercio eventual e interrumpible de energía.

Las exportaciones de energía de Brasil a la Argentina se basan en la alternativa de dos modelos comerciales. El primer tipo envuelve la realización de un concurso con la participación de los generadores térmicos brasileños que no están siendo despachados por el ONS en el momento de la exportación. La exportación queda sujeta a las condiciones de tráfico en las redes del Brasil. Un factor diferencial importante consiste en que los generadores térmicos no precisan ofrecer precios en los concursos de venta a la Argentina con los mismos costos variables que se practican



**La naturaleza se renueva día a día.  
El gas natural no.**

El gas natural es un recurso no renovable.

Usándolo racionalmente vas a cuidar el medio ambiente.

Ingresá a [www.metrogas.com.ar](http://www.metrogas.com.ar) y vas a encontrar consejos y recomendaciones para usarlo responsablemente.

**MetroGAS**

en el mercado brasileño; los precios reflejan de esta forma las oportunidades dictadas por el mercado importador y son negocios entre agentes privados, no existiendo información oficial y pública disponible sobre los valores monetarios de estas operaciones. La única información existente es que los precios de exportación son mayores que los practicados en el mercado brasileño.

El segundo tipo de exportaciones involucra el envío de energía de origen hidráulico en los meses fríos del año (junio-julio), cuando el consumo de energía en Argentina sube, para ser devuelto con posterioridad el mismo volumen físico de energía cuando las temperaturas en la Argentina comienzan a elevarse (agosto – septiembre), al mismo tiempo que Brasil sale del periodo seco más crítico.

Todas estas modalidades de exportación de energía practicadas con Argentina son ocasionales. No existe ningún compromiso brasileño de entregar energía firme bajo contrato, para exportar montos garantizados de energía por mayores períodos de tiempo. Son contratos puntuales y temporarios. La mayor parte del tiempo, las interconexiones existentes permanecen ociosas.

En función de las asimetrías económicas, energéticas y políticas entre Brasil y Argentina, las mayores y más rápidas oportunidades para la integración y el comercio internacional de energía eléctrica con Brasil están en la importación y exportación de excedentes de corto plazo. Los esquemas contractuales actuales de comercialización de energía adoptados por Brasil con la Argentina tiene exactamente esta lógica de intercambios de excedentes que podrían ser ampliados, ya que la infraestructura de transporte para el mercado argentino ya existe (Castro, 2010).

En tanto, existe un importante campo para la integración eléctrica entre Argentina y Brasil conformado por las centrales hidroeléctricas binacionales, como es el caso de Garabí y Panambí. Estos proyectos permiten atender la cobertura de las demandas internas y se pueden definir previamente acuerdos contractuales focalizados en la exportación de excedentes en contratos de corto, mediano y largo plazo. Esta es una posibilidad estratégica, que merece ser considerada como prioritaria en la política de integración en la medida que respeta las diferencias entre los modelos eléctricos de ambos países.

#### Referencias:

- BIATO, M.; CASTRO, N. J. **Integração regional na América do Sul e o papel da energia elétrica**. GESEL/IE/UFRJ (Texto de discussão n. 32), 2011.
- CASTRO, N. J.; ROSENAL, R.; GOMES, V.J.F. **A integração do Setor Elétrico na América do Sul: Características e Benefícios**. Rio de Janeiro. GESEL/IE/UFRJ (Texto de discussão n.10), 2009.
- CASTRO, N. J. **El Papel de Brasil em el proceso de integración del sector eléctrico de Sudamérica**. In CASTRO, N. J. (org) V SISEE-seminário internacional do setor de energia elétrica. Brasília. Fundação Alexandre de Gusmão, p. 7-15. 2011.
- CASTRO, Nivalde José de. **O Papel do Brasil no processo de integração do setor elétrico da América do Sul**. GESEL - UFRJ. 2010 (Texto Didático do Setor Elétrico n.º 23).
- CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme. **O Planejamento e os Leilões para Contratação de Energia do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro. Canal Energia. Disponível em [http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos\\_e\\_Entrevistas.asp?id=84667](http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos_e_Entrevistas.asp?id=84667) Acessado em 15 de agosto de 2011
- COSTA, H.K.M.; NETO, F.A. **A Integração Energética na América Latina sob a ótica da Economia Institucional**. 4ºPDPETRO, Campinas, S.P. 21-24 de outubro de 2007.
- VELEZ, J.A.O. **Condições Econômicas e Institucionais para a Integração Energética na América do Sul**. Dissertação de Mestrado no Instituto de Economia/UFRJ, 2005.

# Letícia Lapeña

## TALLER DE ARTE 2013

Principiantes - Avanzados - Ingreso a Bellas Artes



leticialapenia@yahoo.com.ar | tel. 011 4943 3955 | cel. 15 5099 4718 | Azcuénaga 1492

# Amplíe su horizonte profesional

Sea parte de la Asociación Internacional de Economía de la Energía (IAEE)

La economía actual obliga a los profesionales de la energía a mantenerse actualizados en cuanto a política energética y su desarrollo. Para mantenerse al frente, usted necesita acceder a material relevante y actual sobre el estado del arte del sector, datos, tendencias, y temas clave de política energética. Necesita ser parte de una red de profesionales especializados en economía de la energía, para poder así acceder a sus valiosas ideas, opiniones y servicios.

Ser parte de la IAEE le permite precisamente eso: lo mantiene al tanto de los temas actuales relacionados con la energía y amplía sus horizontes profesionales.

La IAEE atiende actualmente las necesidades de más de 3.400 economistas de la energía en áreas como el sector privado, organizaciones sin fines de lucro, consultoras, el sector público y el académico.

Se presenta a continuación un listado de las publicaciones y los servicios a los que podrá acceder como miembro de la Asociación:

- **Publicaciones profesionales:** *El Energy Journal*, publicado por la *Energy Economics Foundation*, la filial educativa de la IAEE, es la distinguida publicación trimestral de la Asociación. *Economics of Energy & Environmental Policy*, es una nueva publicación bianual sobre economía de la energía y política ambiental. Ambas publicaciones contienen artículos sobre una amplia gama de temas económicos y ambientales relacionados con la energía, así como notas, críticas de libros y anuncios especiales para miembros de la IAEE. Entre los temas abordados, se incluyen:

*Combustibles alternativos para transporte*

*Conservación de la energía*

*Electricidad y carbón*

*Comercio de emisiones*

*Energía y desarrollo económico*

*Energía y desarrollo ambiental*

*Gas natural*

*Recursos naturales*

*Energía nuclear*

*Energías renovables*

*Sostenibilidad de los sistemas energéticos*

*Impuestos y políticas fiscales*

*Gestión energética*

*Política energética*

*Asuntos y preocupaciones ambientales*

*Hidrocarburos*

*Mercados de petróleo*

- **Boletín:** El *Energy Forum* de IAEE, publicado cuatro veces al año, contiene artículos relacionados con economía de la energía aplicada alrededor del mundo. El Boletín contiene también anuncios sobre eventos próximos, como conferencias y talleres, da detalles sobre filiales internacionales de la IAEE e informes especiales de interés internacional.
- **Directorio:** El directorio en línea de miembros lista los miembros de la IAEE de todo el mundo, la institución a la que pertenecen, sus especialidades, dirección y números de teléfono y fax. Es un valioso recurso para ampliar su red profesional.
- **Conferencias:** Las Conferencias de la IAEE atraen a participantes que representan a algunas de las instituciones públicas, privadas y académicas más influyentes del sector energético. Los programas de las conferencias se enfocan en temas críticos de vital importancia para los gobiernos y la industria, y constituyen un foro en el cual se presentan, consideran y discuten temas de política energética en sesiones formales e informales. Las principales conferencias realizadas anualmente incluyen la conferencia de Norteamérica, de Europa y de Asia, y la Conferencia Internacional. Los miembros de la IAEE obtienen descuentos en su participación.
- **Actas:** Las conferencias de la IAEE generan valiosas actas, disponibles para sus miembros a tarifas reducidas.



# ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE EMPRESAS DEL SECTOR ENERGÉTICO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

La última edición del informe, elaborado por el Observatorio Económico del IAE, da cuenta del progresivo deterioro económico y financiero de las empresas del sector energético en Argentina.

## INTRODUCCIÓN

En este trabajo se han analizado los parámetros económico-financieros más importantes de algunas de las empresas del sector de energía al 31 de diciembre de 2012, comparándolos con los años 2011, 2010 y 2001, a valores históricos y constantes. Se ha tomado como referencia el año 2001 por considerársele un año en el que las empresas se encontraban en equilibrio y se hallaban vigentes las reglas regulatorias y de concesión de los servicios.

Para el ajuste de valores. Con el fin de hacer comparables las cifras de los diferentes ejercicios, se ha utilizado el IPMNG (Índice de Precios Mayoristas Nivel General), según el INDEC.

## ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN

### Petróleo

Las empresas YPF SA y Petrobras Energía SA tienen los patrimonios más importantes del sector, con un grado de solvencia (patrimonio neto sobre pasivo total) de 0,64 y 1,28 respectivamente.

El grado de liquidez muy bueno en el caso de Petrobras (1,39) y razonable en YPF (0,88). Ambas empresas tienen una gran inmovilización de capital afectado a la explotación del negocio, principalmente en Bienes de Uso. En cuanto a los índices de rentabilidad, son buenos: el ROE (rentabilidad sobre el patrimonio neto) de YPF es de 12,48%, y el de Petrobras de 6,34%.



CORA KAMMAN / NÉSTOR ORTOLANI  
Observatorio Económico IAE

**En YPF, la utilidad neta fue un 12,2% menor a la del 2011 (a valores históricos), debido a que los costos de ventas y los gastos de administración crecieron en mayor proporción que los ingresos por ventas.**

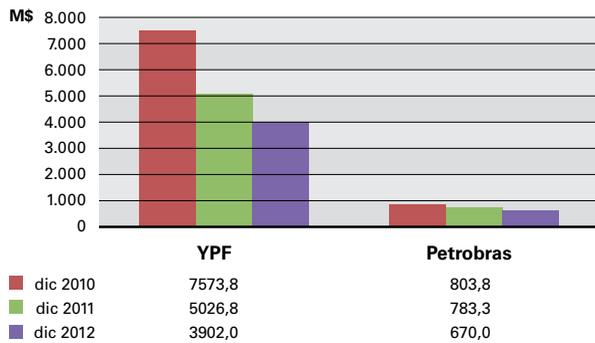
La siguiente gráfica muestra los resultados de las empresas, en forma comparativa con igual período de los años 2010 y 2011.

Se observa un aumento en los volúmenes de venta y en los precios promedios que obtuvieron las Compañías en el mercado interno para el gas oil, naftas y fuel oil en el mercado local. No obstante, en materia energética, la producción de gas y petróleo se contrajo en promedio un 3% respecto a 2011. La oferta local de gas natural fue complementada con importaciones de GNL en los centros de

#### Fuente:

Memoria y Balance de las Empresas publicadas en el CNV.  
Comentarios y cuadros expresados en millones de pesos.

Gráfico N° 1 **Resultados Netos** (a valores constantes)



regasificación de Bahía Blanca y Escobar, e importaciones de gas natural provenientes de Bolivia.

En YPF, la utilidad neta fue un 12,2% menor a la del 2011 (a valores históricos), debido a que los costos de ventas y los gastos de administración crecieron en mayor proporción que los ingresos por ventas. Por otra parte se destacan las mayores pérdidas en empresas participadas y controladas. En el caso de Petrobras, los resultados disminuyeron levemente con relación al ejercicio anterior.

### Gas Natural

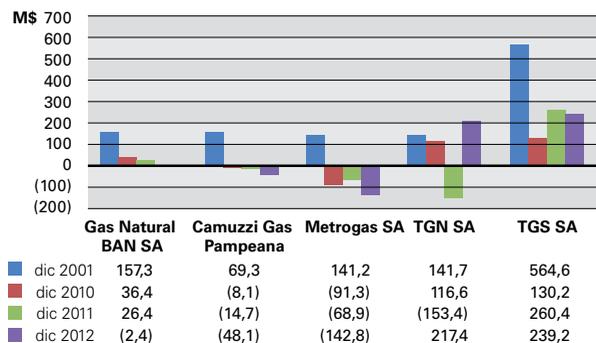
Las empresas de gas en general han tenido resultados negativos, excepto TGS y TGN, mientras que en el año 2001 todas las empresas tenían resultados positivos, tal como se observa en el cuadro siguiente:

Cabe señalar que el resultado positivo de TGN se debe fundamentalmente a la ganancia que ha obtenido por la reestructuración de la deuda financiera (575,2 M\$); ya que, la empresa tuvo un resultado operativo negativo de 51,0 M\$ y debió soportar pérdidas financieras y de otros conceptos por \$ 190,6 M\$ y el pago del impuesto a las ganancias 115,8 M\$. TGN logró reestructurar en el año 2012 casi la totalidad de su deuda, lo que redundó en una mejora de su situación patrimonial y financiera.

En general, las empresas de gas han firmado un Acta Acuerdo en la que se acordó la aplicación de ajustes en función de variaciones de precios en sus costos (IVC), quedando aún pendientes de resolución los periodos semestrales de aplicación del IVC entre septiembre de 2007 y septiembre 2012, como así también la Renegociación Tarifaria Integral para restablecer el equilibrio económico financiero de las mismas. Esto explica, el deterioro de los resultados netos de las empresas.

En diciembre de 2012, el ENARGAS implementó una grilla de montos fijos, diferenciados según las distintas categorías tarifarias vigentes a incluir en las respectivas fac-

Gráfico N° 2 **Resultado Neto** (a valores constantes)



turas, creando un fideicomiso denominado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes” a fin de poder llevar adelante una serie de obras de infraestructura de expansión y mejoramiento de redes, así como mantenimiento y todo otro gasto relacionado con la prestación del servicio público de distribución de gas.

En el caso de Metrogas, la empresa está en convocatoria de acreedores e intervenida por el Gobierno Nacional.

El desequilibrio económico financiero que se produjo en las empresas por la política tarifaria de no renegociación de los contratos y el congelamiento de las tarifas, produjo un deterioro y destrucción patrimonial significativos, tal como se puede observar el siguiente gráfico:

### Generadoras de electricidad

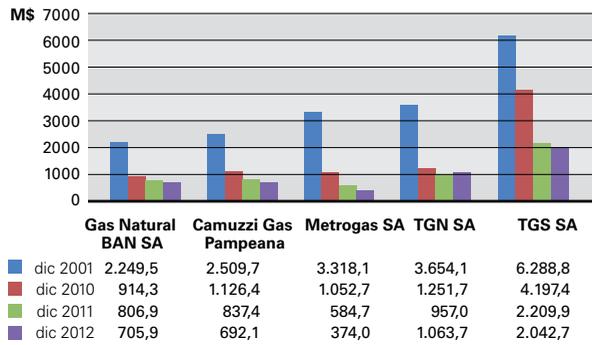
En el cuadro siguiente se observan los resultados netos de las empresas, comparados con los ejercicios 2011, 2010 y 2001.

HPA S.A. tuvo en el 2012 una ganancia de 35,6 M\$. En cambio, Endesa Costanera y Central Puerto tuvieron pérdidas finales, siendo la primera de ellas la que tuvo una pérdida más importante, afectada no sólo por los resultados de sus operaciones, sino fundamentalmente por sus altos costos financieros.

El crecimiento de la demanda en el año 2012 fue del 4,2%. Sin embargo, los “resultados operativos” fueron negativos para Central Puerto (69 M\$) y Costanera (214 M\$); Mientras que, HPA tuvo una ganancia operativa (110,3 M\$). A su vez, los resultados finales de Endesa Costanera se vieron fuertemente afectados por los costos financieros; ya que, tiene un importante pasivo que en total alcanza a 2.181,3 M\$.

En el caso de Endesa Costanera S.A., la empresa tiene un patrimonio neto “negativo”, de 340,9 M\$. El directorio

Gráfico N° 3 Patrimonio Neto (a valores constantes)



pondrá a consideración de la próxima asamblea de accionistas la situación de patrimonio negativo que presenta la Sociedad.

Con relación al sistema de precios del MEM, se considera que el despacho es totalmente a gas. El precio de gas de referencia reconocido a los generadores del MEM, se mantuvo invariable durante el año 2012, en 120 \$/MWh.

No obstante, no todo lo que se factura bajo el sistema antes descrito es cobrado por las empresas, esto se conoce como LVFVD (Liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir). A su vez, las empresas fueron convocadas para invertir sus créditos acumulados por LVFVD en fondos de inversión para construir nuevas centrales, cuyos ingresos serían utilizados –en parte– para reembolsar dichas acreencias a largo plazo.

### Distribuidoras de energía eléctrica

Las empresas han tenido los siguientes resultados en el ejercicio 2012, que se presentan en comparación con los ejercicios 2011, 2010 y 2001.

Como se puede apreciar, las empresas EDENOR, EDESUR, EDELAP y EDEMSA han tenido pérdidas a diciembre de 2012. Sólo EDEA arrojó una ganancia de 38,5 M\$.

Gráfico N° 5 Resultado Neto (a valores constantes)

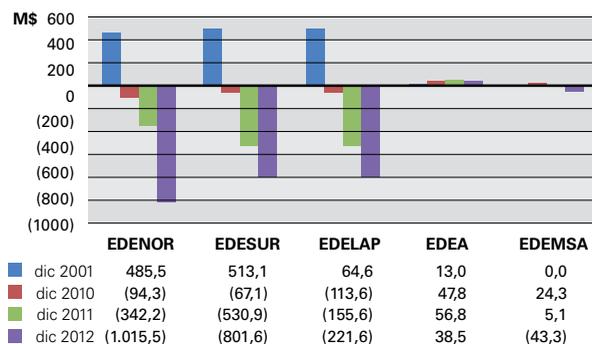
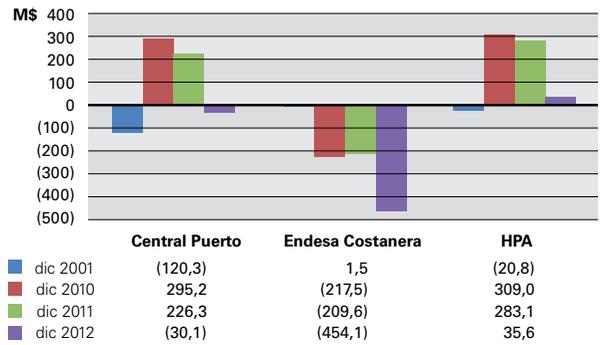


Gráfico N° 4 Resultados Netos (a valores constantes)

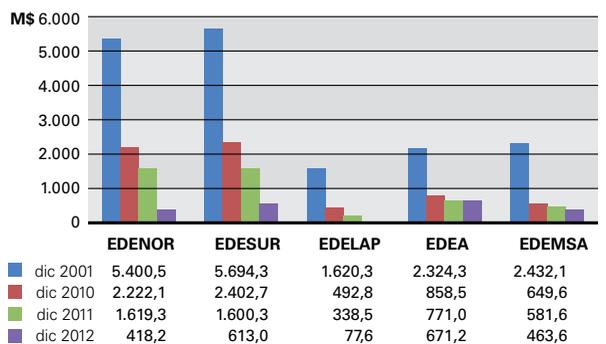


EDENOR tuvo una pérdida mayor que EDESUR debido a mayores costos de explotación y a mayores cargas financieras, ya que sus ventas estuvieron en niveles similares.

Si bien hubo un incremento en las ventas por un aumento de la demanda, de aproximadamente el 3%, los costos han crecido como resultado del aumento de las remuneraciones, los servicios contratados y de los insumos, que no fue acompañado por un aumento de las tarifas. También incidieron en el aumento de los costos de explotación las multas y sanciones por cortes de energía.

Por otra parte, las empresas nacionales han presentado ante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad las solicitudes de ajuste por MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos) correspondiente a los períodos de mayo 2008 hasta octubre 2012, que no se han aplicado según lo convenido en el Acta Acuerdo Provisoria firmada con el Gobierno Nacional. En compensación, se les permitió a las Sociedades retener fondos del PUREE, a los efectos de cubrir los incrementos por MMC aún no trasladados a tarifas, según lo antes indicado. No obstante, los recursos provenientes del PUREE son insuficientes para compensar los mayores costos, que conforme al acuerdo suscripto se debieron reconocer a las empresas para operar el servicio, hacer frente a las inversiones y al pago del servicio de la deuda.

Gráfico N° 6 Patrimonio Neto (a valores constantes)



A fin de noviembre del 2012, el ENRE estableció la inclusión en la factura de los usuarios un monto fijo, diferenciado para cada una de las distintas categorías de usuarios, a ser destinado a conformar el fideicomiso para poder financiar parte de la ejecución de obras de infraestructura y mantenimiento correctivo de las instalaciones.

El índice de solvencia (patrimonio neto sobre Pasivos) de la empresa EDEA es mayor que 1, el resto de las empresas tienen índices menores que 1, la empresa con mayor endeudamiento es EDENOR que tiene un apalancamiento (pasivo total sobre activo total), del 93% con un índice de solvencia de 0,08. Las empresas nacionales tienen índices de liquidez muy bajo, lo que evidencia los problemas financieros que las mismas tienen. La mayor parte de las empresas han acordado planes de pago con CAMMESA ante la imposibilidad de pagar sus facturas por compras al MEM, lo que implica una rotura del flujo de pagos del sector y muestra la seriedad de la difícil situación económica-financiera que están soportando las empresas.

El desequilibrio económico financiero producido en las empresas por la no renegociación de los contratos y el congelamiento de las tarifas produjo un deterioro patrimonial significativo, tal como se puede observar en el siguiente gráfico:

### Transener

En el ejercicio, la empresa tuvo una pérdida de 105,5 M\$, superior en un 137% a la del ejercicio anterior (44,5 M\$ a valores históricos).

En el gráfico se observa el deterioro de los resultados a lo largo del tiempo, después de haberse operado el desequilibrio económico financiero a partir del año 2001.

La empresa arrojó una “pérdida operativa” (ventas menos costos de explotación del servicio) de 147,3 M\$ superior a la del ejercicio anterior, que fue de 35,6 M\$, como resultado de no haber tenido ajustes en sus ingresos mientras que crecieron fuertemente sus costos de operación, administración y comercialización.

En diciembre de 2010, Transener y Transba firmaron Acuerdos Instrumentales con la Secretaría de Energía de la Nación. Según la Memoria, “Transener sólo ha percibido el 48,8% de los montos allí previstos”.

Por otro lado, al igual que otras empresas del sector la Sociedad espera la concreción de la Renegociación Tarifaria Integral (RTI).

### CONCLUSIONES

Se registran síntomas que permiten dimensionar la realidad sectorial:

- Gran parte de las empresas tienen resultados operativos y finales negativos y, problemas financieros que están generando inconvenientes en el flujo de pago del sector.
- CAMMESA, con subsidios del Tesoro nacional, viene compensando el déficit entre los ingresos totales por tarifas a usuarios finales y los costos totales de generación y transporte (incluyendo compra de combustibles líquidos e importaciones de electricidad).
- Se observa un fuerte deterioro patrimonial de las empresas.

Finalmente, cabe señalar que ante la situación sectorial antes descrita, el IAE “General Mosconi” viene propiciando a través de su AGENDA ENERGÉTICA IAE, en revisión y actualización permanente, la adopción sin nuevas demoras de un cambio de rumbo sectorial y la aplicación de una nueva Política Energética.

Gráfico N° 7 Resultado Neto (a valores constantes)

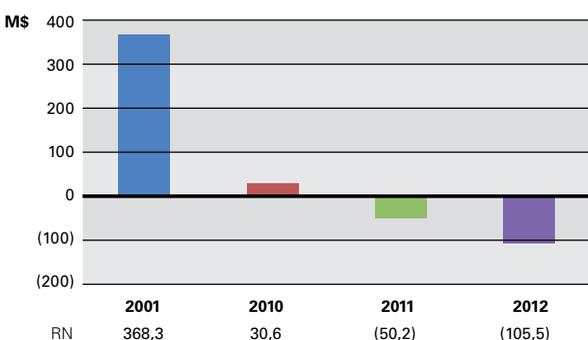
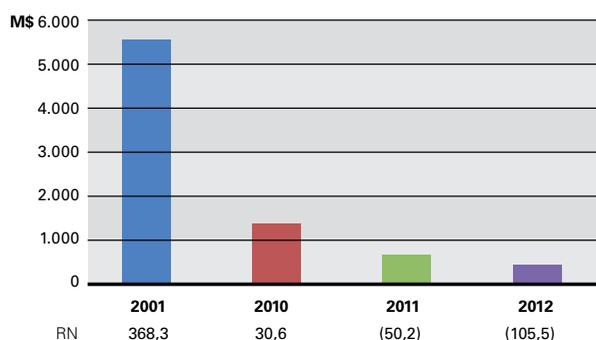


Gráfico N° 8 Patrimonio Neto (a valores constantes)



# Entrevista a la Ing. Vanesa Revelli

## Directora para Latinoamérica de ABO Wind

LUIS M. ROTAECHE

El Lic. Luis Rotaeche, miembro del Comité Editorial de la revista, entrevistó a la Ing. Vanesa Revelli, Directora para Latinoamérica de Abo Wind, una de las principales empresas de energía eólica a nivel mundial. La entrevistada se refirió a la historia, actualidad y perspectivas para Abo Wind en Argentina.

ABO Wind es una empresa alemana que nace en 1997, en donde está hoy su sede: Wiesbaden, capital del Estado de Hesse, Alemania. Sus fundadores son un doctor en física y un ingeniero eléctrico, amantes de la naturaleza. Su objeto principal, como su nombre lo indica, es el desarrollo de la energía eólica.

Si bien es una empresa privada, Abo Wind está orientada a la problemática del medio ambiente. Sus acciones, cotizan en las bolsas de Frankfurt y Dusseldorf. Pero su preocupación ambiental se refleja en un "espíritu Abo Wind", por el cual, por ejemplo, aplican estándares de comercio justo.

Desde su inicio, Abo Wind desarrolla parques eólicos. Hoy se encuentra entre las diez primeras empresas alemanas dedicadas a las energías renovables y dentro de las cinco con mayor éxito internacional. La empresa cuenta con oficinas en Alemania, Francia, Irlanda, España, Bélgica, Bulgaria, Escocia y Argentina, y tiene además proyectos sueltos en otros países.

Abo Wind desarrolla, construye y opera parques eólicos de terceros, pudiendo también participar en el capital a través de una empresa propia, ABO Invest. Si bien en Alemania también desarrolla proyectos de biogás, la empresa trabaja casi exclusivamente en energía eólica en tierra (on shore).

Cada proyecto es constituido como una sociedad anónima que se crea para cada parque, lo cual, entre otras ventajas, permite vender el proyecto o una parte del mismo, en el momento en que se considere oportuno o generar alianzas.

### ABO WIND EN ARGENTINA

La representación de Latinoamérica de la empresa se encuentra en Buenos Aires, donde con seis personas locales, se dirigen las actividades de Argentina y de Uruguay. Abo Wind está iniciando actividades en México, donde podría crearse una subsidiaria.

El portafolio local, de más de 700 MW en desarrollo, se compone de los parques *Mayor Muratovich*, de 50 MW en la Provincia de Buenos Aires, con un precio de venta de la energía fijado en US\$ 123/MWh; *Banderita*, cerca de General Acha en La Pampa, de 50 MW; y *Mangrullo*, de 100 MW, cerca de El Chocón. Estos proyectos ya están listos para iniciar su construcción, por lo que actualmente se está gestionando su financiación.

Según la Ing. Revelli, la energía eólica puede jugar un rol muy importante para mejorar la situación energética de Argentina, aumentando la oferta, reduciendo sus costos y ahorrando divisas. Esto se debe, en parte, a que mientras que la energía eléctrica en base a fuel oil importado tendría un costo de US\$ 260/MWh, la eólica, un recurso renovable, propio y que sustituye importaciones, tiene un costo de US\$ 120/MWh.

### DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES PARA ABO WIND EN ARGENTINA

Al consultar a la Ing. Revelli sobre los desafíos y oportunidades que enfrenta actualmente Abo Wind en el país, se refirió a tres grandes temas:

## 1. Financiamiento y Marco Regulatorio

El país no ha llegado a un acuerdo con el Club de París, por lo que sus miembros no dan préstamos ni garantías a la Argentina. Si bien no todos los países forman parte del Club de París, tampoco son muchos los que puedan prestar los millones de dólares/euros que los proyectos eólicos requieren.

Por otro lado, los potenciales inversores perciben que es mayor el riesgo de los proyectos con contratos de venta de energía a CAMMESA que los de venta a privados, llevando esto a ABO Wind a explorar esta última posibilidad.

Las razones mencionadas determinan que el costo de la financiación de los proyectos es más alto en Argentina que en otros países. A esto se debe agregar que los PPA se acuerdan por 15 años, siendo la vida útil de los proyectos es de 20 años; la inexistencia de un banco de desarrollo con tasas promocionales y el temor de los inversores a que sus inversiones sean estatizadas.

## 2. Acción Pública

Abo Wind recibe apoyo del sector público en la Provincia de la Pampa, de la Provincia de Buenos Aires, que busca aumentar su oferta de energía eléctrica para los



nuevos parques industriales, con “un viento sensacional”, y también de la Provincia de Mendoza, donde está estudiando nuevos desarrollos en la zona de Malargüe.

## 3. Líneas de Transmisión

Las características de la Argentina y su sistema eléctrico, en particular el sistema de transmisión, determinan que la empresa cuente con sólo un proyecto en la Provincia de Santa Cruz, pese a la calidad del recurso eólico, estudiándose más desarrollos en el centro del país y en la Provincia de Neuquén.

## LA SITUACIÓN DE LOS ESTÍMULOS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ALEMANIA

La Directora de Abo Wind para Latinoamérica se refirió a que Alemania, que ha decidido abandonar la energía nuclear, estaría estudiando una reducción en la tarifa especial para la energía eólica, que es hoy de unos €92/MWh, equivalente a unos US\$ 120/MWh. Según Revelli, estos valores podrían ser reducidos gracias a que la tasa de interés para el desarrollo de proyectos eólicos es muy baja, del orden del 2,3%, así como los costos de la logística, debido a que todo está muy cerca: Alemania tiene una superficie similar a la de la Provincia de Buenos Aires, pero con una población cuatro veces mayor, y con una diferencia aún más grande en su desarrollo económico y por ende en su sistema eléctrico.

## UNA REFLEXIÓN SOBRE ARGENTINA

Finalmente, la Ing. Revelli destacó que sería conveniente no recargar la importación de equipos hasta que la industria nacional esté más madura, optimizando la combinación entre los equipos nacionales y los importados. “De lo contrario nos será muy difícil invertir en energía eólica en el país”, concluyó Revelli.



## Ponen en marcha la primera usina eléctrica flotante abastecida por GNL en América Latina



República Dominicana modernizó en los últimos años su sistema eléctrico a partir de la incorporación de nuevas tecnologías de generación térmica. A fines de 2012, sin ir más lejos, inauguró una central flotante de ciclo combinado sobre la costa marítima de 110 MW de potencia abastecida con gas, entre otros combustibles. La nación caribeña no posee producción local del hidrocarburo, sino que consume gas natural licuado (GNL) regasificado en una planta especialmente montada a pocos metros de la usina eléctrica.

La central térmica, equipada con motores de generación 'flexibles' -que pueden utilizar un amplio espectro de combustibles-, es una de las primeras usinas flotantes en el continente. Está localizada sobre el mar en un predio linderos a un buque regasificador de GNL que cuenta también con tanques presurizados para acopiar combustibles. Su ventaja reside, fundamentalmente, en la versatilidad para generar energía con una amplia gama de carburantes manteniendo una alta eficiencia.

### FLEXIBLES

La construcción de la planta demandó un corto período de tiempo, de 18 meses. Una central de tipo Flexicycle -que apuntan a sustituir plantas medianas y grandes-, está compuesta de varias unidades: típicamente al menos cinco o más. Cada motor Wärtsilä, como módulo independiente, tiene una confiabilidad de alrededor de 99 por ciento. Por ese motivo, es muy raro sufrir interrupciones inesperadas.

Eso garantiza que un alto porcentaje de la potencia de salida de la central eléctrica siempre esté disponible.

La flexibilidad de este tipo de usinas se ha convertido en una necesidad de los mercados que atraviesan una etapa de transición (como sucede en la Argentina), donde el gas aún no está totalmente disponible, o su precio está sujeto a la volatilidad como sucede con el GNL.

"Es cada vez más importante evaluar qué equipos son convenientes para solventar cada etapa del despacho eléctrico", indicó Alberto Fernández, director regional de Wärtsilä para el Cono Sur. No es lo mismo, desde su óptica, producir electricidad para abastecer la demanda de base del sistema, bien cubierta por las plantas nucleoelectricas, las hidroelectricas y ciclos combinados, que generarla para cubrir el consumo 'de punta' del mercado, como el que se produce, por ejemplo, cuando se activan todos los equipos de refrigeración del área Metropolitana. "Se precisa, en este caso, de tecnologías flexibles, capaces de responder con rapidez a los vaivenes de los picos de demanda y de procesar múltiples combustibles sin sufrir una merma de su rendimiento", concluyó el directivo.

Wärtsilä es líder global en todo el ciclo de soluciones eléctricas para los mercados de generación y de transporte marítimo. En 2012, su facturación alcanzó los 4.700 millones de euros. La compañía cuenta con más de 18 mil profesionales en todo el mundo y posee operaciones en más de 170 puntos en 70 países. Es parte de Nasdaq OMX de Helsinki, Finlandia.

## ALBERTO FERNÁNDEZ nuevo Managing Director



Wärtsilä anunció la designación del Ing. Alberto Fernández como su nuevo Managing Director para la Argentina. El directivo es ingeniero electrónico y posee un master en Administración Estratégica. Ingresó a la empresa finlandesa en junio de 2007. Desde su nuevo cargo estará al frente de las operaciones de Wärtsilä Argentina, al mismo tiempo que

continuará con su función de Director Regional de la unidad de negocio Power Plants para Argentina, Chile, Bolivia, Uruguay y Paraguay. El ejecutivo cuenta con más de 25 años de experiencia trabajando en multinacionales ligadas al sector energético, tales como ABB, Emerson y Schlumberger, además de IBM.

# Recordatorio ING. JORGE PAVAN



El pasado mes de abril sufrimos la pérdida de uno de los motores y animadores de las actividades del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Callado, sin dar motivos para pensar que nos dejaría tan pronto, preocupado por dejar claro que tenía todo solucionado, que no se le podía escapar nada; un porteño cabal con el bolsillo repleto de soluciones y tranquilidad para los amigos, Jorge Pavan se nos fue como arena entre las manos, participando activamente unos días antes, como siempre, en las reuniones de la Mesa Directiva del IAE.

Jorge Paván se recibió de Ingeniero Electrónico en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires en el año 1962. El año pasado recibió la medalla que otorga la Facultad de Ingeniería a los egresados que han cumplido 50 años de su graduación, y estaba muy orgulloso de poder lucir semejante distinción.

Muy joven se incorporó al sector eléctrico, comenzando en el sector distribución en la sucursal Avellaneda de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA). Gran parte de sus años de trabajo en la empresa los desarrolló en el área de Distribución y Ventas; fue Jefe Técnico de Distribución, ocupando luego la Gerencia de una de sus sucursales. En el año 1983 fue designado Gerente de Planeamiento, pasó a formar parte del Directorio de la empresa, de la que fue vicepresidente en el año 1986. Desde aquellas funciones trabajó arduamente en la recuperación de la empresa durante la gestión de Gobierno del Dr. Raúl Alfonsín, formando parte de los equipos que negociaron y obtuvieron diversos préstamos con organismos multilaterales de crédito como el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial destinados a la expansión de las redes y al crecimiento de SEGBA.

Desde su gestión en SEGBA, promovió activamente y tuvo un rol decisivo en la fundación del Instituto Argentino de Capacitación Eléctrica (IACRE), institución de formación en la rama eléctrica de alto prestigio en las décadas de los '80 y los '90.

En el campo político, fue un activo militante de la Unión Cívica Radical, desde el barrio de Caballito, donde vivió la ma-

yor parte de su vida. Como tal, fue uno de los fundadores del Comité de la UCR en 1982, ubicado en la calle Formosa 114, del que saldría una gran cantidad de funcionarios que acompañaron al Dr. Raúl Alfonsín en el primer gobierno de la democracia, a partir de diciembre de 1983. Participó de acontecimientos históricos y por su militancia universitaria fue a prisión en el año 1955.

Fue socio fundador y miembro permanente de la Comisión Directiva del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", donde ocupó el cargo de Secretario desde el año 2004 hasta 2012. Tuvo una función prácticamente insustituible como organizador de los más importantes eventos anuales que desarrolló el IAE en todos esos años, las cenas y Cocktails Anuales de la Energía, como así también de eventos técnicos como congresos nacionales e internacionales. Jorge Pavan fue un referente obligado al momento de delegar en una persona las más difíciles tareas organizativas, cumpliendo siempre con una humildad y un éxito asombrosos, sin dejar afuera el menor detalle.

Su actividad social fue intensa, y ello lo llevó también a participar en la Comisión Directiva del Club Italiano durante varios años, desarrollando una destacada actividad en el mismo. Jorge formó una hermosa familia. Su esposa y compañera de toda la vida, Blanca, sus hijos Guillermo, Enrique y Marcela, y sus nietos lo van a extrañar, como lo extrañamos nosotros, sus amigos y compañeros del Instituto, cada vez que al llegar a la sede ya no encontramos su cálida figura, siempre preocupada e interesada por todos, preguntando por los detalles que sabía nos afectaban y siempre al tanto de los problemas de cada uno.

Para Jorge, nuestro cálido y afectuoso recuerdo. Nos ha dejado un vacío que será difícil de ocupar, pero estamos agradecidos por haber compartido con él la amistad basada en ideales políticos y éticos comunes, y particularmente por haber compartido un tramo de nuestras vidas con un compañero que antes que nada era una buena persona, honesta y humilde, y un tanguero y porteño cabal.

**OBRA SOCIAL DE LOS PROFESIONALES UNIVERSITARIOS  
DEL AGUAY LA ENERGÍA ELÉCTRICA**



**OSPUAYE**

**Calidad y Eficiencia  
en nuestras prestaciones**

**Reconquista 1048 - 2° P. / C1003ABV - CABA / Tel/Fax: (011) 4312-1111 int. 121 y 125**

La Superintendencia de Servicios de Salud tiene habilitado un servicio telefónico gratuito para recibir desde cualquier punto del país, consultas, reclamos o denuncias sobre irregularidades de la operatoria de traspasos. El mismo se encuentra habilitado de Lunes a Viernes de 10:00 a 17:00 hs. llamando al 0800-222-72583.