

# Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"



## **HIDROCARBUROS**

¿Cuánto petróleo queda en Argentina?

## **GAS Y ELECTRICIDAD**

Fuertes desequilibrios entre costos, precios, tarifas y subsidios

## **BRASIL**

Reformas institucionales y regulatorias para garantizar el abastecimiento

*Calidad y eficiencia en nuestras prestaciones*



**OSPUAYE**

OBRA SOCIAL  
DE LOS PROFESIONALES  
UNIVERSITARIOS DEL AGUA  
Y LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Reconquista 1048 - 2º Piso (1003) Buenos Aires  
Tel/Fax: (011) 4312-1111 - Ints. 121 y 125

---

## Staff

---

### EDITOR

Instituto Argentino de la Energía  
"General Mosconi"

### DIRECTOR

Lic. Jorge A. Olmedo

### COMITÉ EDITORIAL

Ing. Gerardo Rabinovich  
Ing. Jorge Gaimaro  
Lic. Jorge Lupano  
Luciano Caratori

### ÁREA ADMINISTRATIVA

Liliana Cifuentes  
Franco Runco

### ÁREA TÉCNICA

Fabrizio Campione Ascuenaga

### DISEÑO Y COMERCIALIZACIÓN

Disegnobrass  
Lavalle 959 - 1º piso - C1047AAS  
Buenos Aires - Argentina  
Tel.: (5411) 4393 3705  
db@disegnobrass.com  
www.disegnobrass.com

### DIRECCIÓN IAE

Moreno 943 - 3º piso - C1091AAS  
Buenos Aires - 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

Dr. Enrique Mariano

### SECRETARIO

Ing. Jorge Pavan

### PROSECRETARIO

Ing. Gerardo Rabinovich

### TESORERO

Lic. Andrés Di Pelino

### PROTESORERO

Dr. Francisco Gerardo

### VOCALES TITULARES

Lic. Jorge Olmedo, Ing. Angel Bottarini,  
Sr. Vicente Pietrantonio, Ing. Jorge Gaimaro,  
Ing. Jorge Forciniti, Dr. Néstor Ortolani,  
Ing. Virgilio Di Pelino, Ing. Luis Flory

### VOCALES SUPLENTE

Ing. Alfredo Storani, Ing. Ana María Langdon,  
Sr. Fernando Iglesias, Ing. Jorge López Raggi,  
Dr. Darío Ricciardi, Ing. Rafael Hasson,  
Lic. Graciela Misa, Sr. Mariano Pinto

### REVISORES DE CUENTA TITULARES

Dr. Roberto Taccari  
Lic. Marcelo Di Ciano

### SUPLENTE

Dra. María A. Suzzi

---

NÚMERO 88 / Marzo - Abril 2010

---

---

## Proyecto Energético

---

### 05. EDITORIAL

Malvinas y el Desarrollo Petrolero  
Argentino en el Mar

### 06. DEBATE ESTRATÉGICO

¿Cuánto petróleo queda en Argentina?  
**Nicolás Di Sbroiavacca**

### 10. HIDROCARBUROS

Acerca de los Regímenes de Explotación  
**Agustín Castaño**

### 14. MERCOSUR

Reformas institucionales de las  
industrias energéticas en Brasil  
**Dr. Edmar de Almeida**



### 18. POLÍTICA Y ECONOMÍA

Macroeconomía e Instituciones Económicas  
**Doc. Comisión Política del IAE**

### 20. GAS Y ELECTRICIDAD

Análisis de la situación de los Precios y Tarifas  
**Ing. Gerardo Rabinovich**

### 24. ENERGÍAS RENOVABLES

Desarrollo de la Energía Eólica en Alemania  
**Tobias Winter**

### 28. SECTOR ELÉCTRICO

Una visión empresaria  
**Entrevista a Fernando Pujals (AES Argentina)**

### 30. INSTITUCIONALES IAE

- Ciclo "Argentina Energética III"  
- Segundas Jornadas APUAYE - IAE

### 31. NOTICIAS EMPRESARIAS

- Generador eólico en La Rioja  
- Exploración Offshore en el Golfo San Jorge

---

NÚMERO 88 / Marzo - Abril 2010

ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".  
Expediente N° 731.017

Distribución en el ámbito de América Latina, Estados Unidos y Europa.

---

Foto de Tapa: gentileza de **AES Argentina**

---



## Programa ProPymes

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

ProPymes es un programa corporativo 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 ya cumple ocho años. Y que cumple con la industria argentina.

Asistencia industrial, capacitación, financiera, comercial e institucional | diagnósticos industriales | capacitación de directivos, mandos medios y operarios | financiación de inversiones para aumento de capacidad | misiones comerciales | estudios de mercado por sectores específicos | articulación con entidades empresarias y organismos públicos.



 **PROPYMES**

El compromiso de Techint  
con su cadena de valor

# EL DESARROLLO PETROLERO ARGENTINO EN EL MAR Y SUS DERECHOS SOBERANOS EN MALVINAS (\*)

## I. NUESTROS INTERESES PERMANENTES

Frente a la decisión británica de avanzar en tareas de exploración petrolífera en la Plataforma Continental en el mar que rodea las Islas Malvinas, manifestamos que esa actitud menoscaba nuestros derechos a la explotación económica exclusiva de dichos recursos.

Es por ello que expresamos nuestra adhesión a los reclamos formulados desde el Gobierno Nacional y otros órganos de la sociedad civil respecto a la defensa de nuestros intereses permanentes.

Gran Bretaña mantiene aún resabios de su historia colonial, que en América se expresa actualmente casi con exclusividad en la ocupación del archipiélago de Malvinas. Estimamos que en el futuro la cuestión de fondo será inexorablemente resuelta conforme al derecho internacional, resguardando los intereses de los habitantes.

Pero es indudable que la explotación de eventuales reservas de hidrocarburos en la inmensa superficie marina que circunda las islas que pertenece a la plataforma continental argentina -por ser la continuación sumergida de nuestro territorio- constituye un hecho nuevo, típico del colonialismo en el Siglo XXI.

## II. LA POLÍTICA PETROLERA ARGENTINA DEBE APUNTALAR SUS RECLAMOS SOBERANOS

Los Ex Secretarios de Energía, en nuestro documento "PROPUESTA DE UNA POLÍTICA DE ESTADO PARA EL SECTOR ENERGETICO ARGENTINO" (2009) hemos propuesto al Gobierno nacional y a las fuerzas políticas los lineamientos de una política de Estado para el sector tendiente a ser aplicada sin discontinuidades en los próximos 20 años. Esa política incluye como tema prioritario la exploración y explotación de los hidrocarburos de todas las cuencas sedimentarias de nuestra plataforma continental como forma de revertir la actual decadencia productiva.

En este contexto afirmamos que no es conducente la queja sin el acompañamiento de la acción. Es correcto denunciar que no corresponde explotar riquezas de un territorio en disputa, pero además es perentorio afrontar la exploración del mar argentino en su inmensa superficie casi virgen, sin conflicto alguno

jurisdiccional y con el invaluable apoyo logístico que significa todo el territorio argentino y la industria petrolera argentina con experiencia de más de un siglo.

Este capítulo de nuestro documento merece en consecuencia un tratamiento urgente por lo que ponemos a consideración del Gobierno (Poder Ejecutivo y Congreso Nacional) y de las fuerzas políticas una propuesta específica.

## III. UNA POLÍTICA DE ESTADO PARA EL DESARROLLO PETROLERO EN EL OFF SHORE ARGENTINO

Principales contenidos a desarrollar:

- a) Diseñar un Plan Estratégico para la exploración de hidrocarburos durante la década 2011-2021 en el Mar Continental Argentino, (incluidas Malvinas), que pertenece a nuestra zona económica exclusiva. Este plan debería denominarse "**Plan Argentino para el Desarrollo Hidrocarburífero en el Mar**". (PDHM).
- b) El PDHM, deberá ser aprobado por una Ley del Congreso Nacional.
- c) El PDHM estará destinado a estimular la actividad exploratoria mediante la movilización de aportes y esfuerzos de capitales genuinos de riesgo dispuestos a cooperar coordinadamente con el Estado nacional en la exploración de hidrocarburos.
- d) Se promoverá una amplia participación de empresas e inversores de todo el mundo, priorizando a la región.
- e) Para ello resulta imprescindible que la estabilidad jurídica y la previsibilidad tributaria sean consagradas por esta ley, de manera que los inversores que asuman el riesgo exploratorio cuenten con reglas claras, competitivas y estables.
- f) La licitación pública abierta será el instrumento central para promover la actividad exploratoria.
- g) Se deberá crear un organismo del Estado, autónomo, en reemplazo de ENARSA, el que entre otras funciones tendrá la de constituir la autoridad de aplicación de la Ley.
- h) Se adecuará la estructura funcional de la actual Secretaría de Energía de acuerdo a este nuevo escenario.

(\*) Documento elaborado por los Ex Secretarios de Energía Jorge Lapeña, Roberto Echarte, Raúl Olocco, Julio César Aráoz, Daniel Montamat, Emilo Apud, Alieto Guadagni y Enrique Devoto. Buenos Aires, 11 de marzo de 2010.

La sostenida declinación en la producción de petróleo podría en poco tiempo llevar a la Argentina a perder su autoabastecimiento energético.  
¿Cuánto falta para convertirnos en un país importador de petróleo?

# ¿Cuánto petróleo queda en Argentina?

## INTRODUCCION

En los últimos años se ha producido en la República Argentina una sostenida disminución en la producción de hidrocarburos. Esta situación lleva a formularse las siguientes preguntas: ¿Alcanzó nuestro país el pico de la producción petrolera y la misma se encuentra en constante declinación? ¿Qué cantidad de petróleo queda por extraer de nuestros yacimientos? La disminución en la producción ¿se debe a una reducción en las inversiones en E&D? y por último ¿Cuándo nos convertiremos nuevamente en un país importador neto de petróleo?

El presente artículo pretende brindar un aporte sobre el horizonte de las reservas petrolíferas del país. Basados en la información disponible sobre reservas (en sus diferentes categorías) y recursos, así como en la serie de la producción histórica de petróleo, se elaboraron hipótesis sobre los recursos últimos, el pico de producción y el año de posible importación, arribando a conclusiones que brindan elementos de análisis a los interrogantes aquí planteados.

## LA HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En el año 1907 se inició en Comodoro Rivadavia (Chubut) la actividad petrole-

ra comercial en el país, a partir de allí se fueron sucediendo descubrimientos que incorporaron al mapa petrolero nacional la Cuenca Neuquina en el año 1918, la Cuenca del Noroeste en el año 1928, la Cuenca Cuyana en el año 1932 y la Cuenca Austral en el año 1949.

Como consecuencia de este proceso exploratorio, se incorporaron a la producción 5 de las 22 cuencas sedimentarias identificadas en el país, en el continente y en la plataforma marina. Han transcurrido casi 60 años desde la incorporación de la última cuenca sedimentaria a su fase productiva.. La producción nacional de petróleo pasó por distintas etapas a lo largo de su historia, como consecuencia de las diferentes políticas petroleras aplicadas en los últimos 100 años (ver figura 1). Desde el año 1998 la producción de petróleo viene disminuyendo en forma continua. Entre 1998 y 2009, la producción de crudo disminuyó en términos absolutos en unos 13 millones de m<sup>3</sup>, equivalente a una reducción del orden del 26,5% respecto de la producción registrada en 1998.

Hasta el año 1958 inclusive, se registraron a nivel nacional incrementos positivos pero con registros relativamente bajos, dado que el promedio se ubicó en los 100.000 m<sup>3</sup>/año. Esta fue la etapa del crecimiento



**NICOLÁS DI SBROIAVACCA**

Ingeniero en petróleo y Master en Economía de la Energía y del Medio Ambiente.

Investigador Asociado de la Fundación Bariloche.

Profesor Adjunto del Instituto de Economía Energética (IDEE/FB), asociado a Fundación Bariloche. Ex asesor técnico en temas de petróleo y gas natural en el COPADE (Consejo de Planificación del Estado) de Neuquén.

Miembro del Consejo Directivo de Fundación Bariloche.

de la producción nacional de petróleo y de la consolidación de la industria petrolera local, en la que se realizaron las grandes campañas de exploración a cargo de YPF, cuyos resultados fueron los descubrimientos de las cinco cuencas sedimentarias que aún hoy se encuentran en producción.

A partir de 1959, a través de un cambio en la política petrolera nacional propiciada durante el gobierno de Frondizi, se incorporó nuevamente a las empresas privadas en la producción de petróleo<sup>1</sup>. Estas se convirtieron en contratistas de YPF, no eran concesionarias. La producción incremental se elevó durante el período 1959–1987, ubicándose en promedio en 640.000 m<sup>3</sup>/año. Se observa en el período una tendencia declinante de estos incrementos.

Con la desregulación petrolera de los '90, se produce un quiebre en esta tendencia. Se registran incrementos sostenidos en la producción anual de petróleo, que llegó a alcanzar el pico de casi 50 millones de m<sup>3</sup> en el año 1998. En promedio, el incremento de producción de dicha década se ubicó en 2.300.000 m<sup>3</sup>/año.

Entre los años 1998 y 2009 se produjeron 11 variaciones, 10 de ellas negativas. Esto estaría indicando que el pico podría haberse alcanzado en 1998 y como consecuencia, estaríamos frente a la declinación de los yacimientos conocidos y en producción de la Argentina.

## EL PICO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

La producción máxima de petróleo se ubicó en el año 1998 en 49,1 millones de m<sup>3</sup>. Se aprecia que el esfuerzo realizado en términos de perforación de pozos de explotación entre los años 1999 y 2009 ha sido significativo, dado que se perforaron 800 pozos/año, con una disminución en la producción del 26,5%, mientras que entre los años 1990 y 1998 se perforaron en promedio 898 pozos/año y la producción de petróleo se incrementó en dicho período en un 81%.

Esto estaría reflejando una disminución de la productividad media de los pozos que se encuentran en producción efectiva. A pesar

de haber mantenido un ritmo sostenido en los esfuerzos de perforación de pozos de desarrollo, la producción media ha disminuido, evidenciando el agotamiento de las reservas de las cuencas actualmente en producción.

La Dirección de Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén, reconoce la declinación de sus más importantes y maduros yacimientos, como el principal elemento que explica la caída de la producción de esta Provincia, a pesar de los esfuerzos en nuevos pozos que se han realizado en los últimos años<sup>2</sup>. Si restringimos el análisis a las reservas y recursos provenientes de las cuencas actualmente en producción, podríamos considerar como hipótesis de trabajo, que el pico de producción de petróleo fue en el año 1998. El descubrimiento de nuevos yacimientos en las cuencas actualmente no productivas podría modificar esta hipótesis.

## LAS RESERVAS Y EL RECURSO PETROLERO

Son numerosos los autores que han analizado el potencial máximo de hidrocarburos que podrían contener las cuencas sedimentarias nacionales, los denominados recursos últimos.

A continuación se muestra un resumen de algunos de dichos trabajos.

Se observa una dispersión en las estimaciones de recursos últimos aquí presentadas, con un rango de 1.250 millones de m<sup>3</sup> entre las estimaciones máximas y mínimas, según los distintos autores consultados. El reciente estudio realizado por el USGS (United States Geological Survey) refleja las recientes modificaciones en las estimaciones de los recursos últimos petroleros de la República Argentina.

El informe de recursos del USGS detalla el nivel de los recursos últimos por cuenca (tanto sea en producción o no), con un total de 2.503 millones de m<sup>3</sup> para los recursos petroleros estimados (con una probabilidad de ocurrencia media). Este total incluye los recursos en la Cuenca de Malvinas que se estimaron en 164 millones de m<sup>3</sup>.

**“¿Alcanzó ya la Argentina el pico de la producción petrolera?  
¿Se encuentra en constante declinación?”**

- 1 El lector interesado puede remitirse para obtener más información sobre los aspectos institucionales en las distintas etapas de la historia petrolera Argentina al libro: La Política de Desregulación Petrolera Argentina – Antecedentes e Impactos, Roberto Kozulj, Víctor Bravo y Nicolás Di Sbroiavacca, Bibliotecas Universitarias, Centro Editor de América Latina, Buenos Aires, 1993.
- 2 Ver artículo: “La Producción petrolera de Neuquén cayó más de 10% en 2006”. Revista Petroquímica Edición 220. Marzo 2007, página 182 a 186.

Si se considera el año 1998 como el año en el que se alcanzó el pico de la producción de petróleo de las cuencas en producción, y utilizando la teoría de Hubbert<sup>3</sup>, se podría inferir que dado que la producción acumulada entre 1907 y 1998 se ubica en 1.136 millones de m<sup>3</sup>, quedaría por extraerse una cantidad igual, siendo el total de recursos petroleros del orden de 2.272 millones de m<sup>3</sup>.

Una alternativa adicional para estimar los recursos últimos de las cuencas en producción, resulta de la reconstrucción de dicha cifra a partir de los datos de producción acumulada y reservas a finales de 2009 proporcionados por la Secretaría de Energía.

La producción acumulada para el período 1907-2009 alcanzó 1.583 millones de m<sup>3</sup>. La Secretaría de Energía informa que las Reservas Comprobadas de Petróleo al 31-12-08, son 400 millones de m<sup>3</sup>, las Probables 131 millones de m<sup>3</sup> y las Posibles 110 millones de m<sup>3</sup>. A los fines de contabilizar los recursos últimos, aquí se suman sin ponderar por su grado de ocurrencia. De este modo el conjunto de Reservas (Comprobadas, Probables y Posibles), se ubicaría hacia finales del 2008 en 643 millones de m<sup>3</sup>.

La porción de los recursos no descubiertos de las cuencas argentinas en producción, considerados como Potenciales, se ubicaban de acuerdo al USGS en el año 2000 en 347 millones de m<sup>3</sup>, sin considerar 164 millones de m<sup>3</sup> que corresponderían a la Cuenca Malvinas. Los recursos últimos, con esta información, se ubicarían a finales de 2009 en 2.573 millones de m<sup>3</sup>, o sea un 10% por encima del valor estimado usando información del USGS a partir de su informe del 2000 y un 13% superior al valor obtenido con la teoría de Hubbert.

Utilizando tres fuentes de información distintas, (USGS, la Teoría de Hubbert y los datos de la Secretaría de Energía), el valor de recursos últimos de petróleo de las cuencas en producción se ubicaría en los 2.500 millones de m<sup>3</sup>. Esta cifra confirmaría que el pico de la producción de las cinco cuencas en producción debería ubicarse hacia finales de los años '90, pues allí es donde la producción acumulada alcanzó el 50% de los recursos últimos. En consecuencia,

y considerando un valor del recurso último petrolero para el conjunto de las 5 cuencas productivas argentinas de 2.573 millones de m<sup>3</sup>, quedarían aún en el subsuelo hacia finales de 2009 alrededor de 990 millones de m<sup>3</sup>, de los cuales restarían por incorporarse a la categoría de reservas 347 millones de m<sup>3</sup> de Potenciales. Resulta evidente que el descubrimiento de petróleo en alguna de las 17 cuencas restantes alteraría estas cifras.

## LA TASA DE DECLINACIÓN Y LA PRODUCCION FUTURA DE PETROLEO

Partiendo del supuesto que en el año 1998 se produjo el pico de producción y considerando la evolución de la producción de petróleo desde dicho año hasta el 2009, se puede calcular la tasa de declinación implícita, con la expresión:

$$Q_t = Q_o \cdot e^{-d \cdot t}$$

donde:

$Q_t$  producción en el año t  
 $Q_o$  producción en el año donde se produjo el pico  
 $d$  tasa de declinación  
 $t$  tiempo expresado en años

La tasa de declinación obtenida fue de 2,67% al año. En la Figura 2 se puede ver la evolución de la producción acumulada futura de petróleo en la Argentina desde 1907 hasta 2050.

## EL AÑO EN QUE ARGENTINA VUELVE A IMPORTAR PETROLEO

La demanda de derivados de petróleo en la Argentina ha crecido significativamente luego de la salida de la crisis económica de finales de 2001. Uno de los productos que ha presentado el mayor crecimiento en su demanda ha sido el gas oil. La demanda interna de crudo a procesar en las refinerías locales deberá incrementarse a lo largo de los años, de acuerdo a la siguiente evolución:

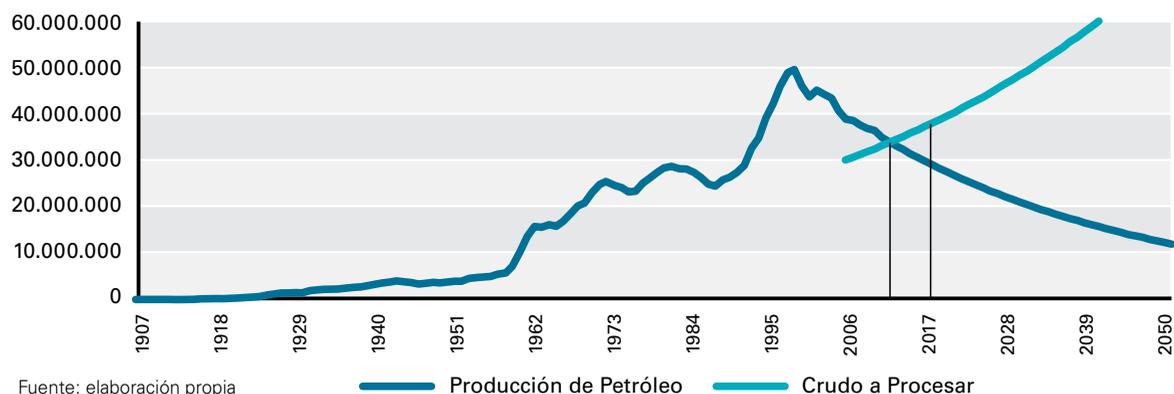
Como consecuencia de la intersección entre la producción nacional de petróleo y la demanda interna de refinerías, en el año 2011 Argentina debería comenzar a importar crudo. Si se suspendieran las exportaciones de crudo se podría retrasar el año en el que Argentina debería comenzar a importar petróleo. Esto permitiría extender hasta el

**Han transcurrido casi 60 años desde la incorporación de la última cuenca sedimentaria a su fase productiva.**

**Entre los años 1999 y 2009 se perforaron 800 pozos de explotación/año, con una disminución en la producción del 26,5%.**

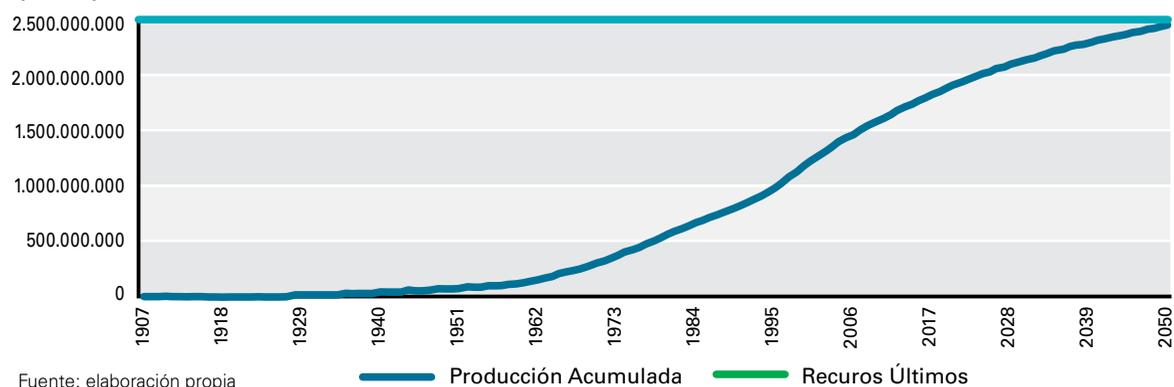
<sup>3</sup> Hubbert desarrolló una teoría sobre la declinación de la producción de petróleo en los Estados Unidos, publicado en el año 1956, con la cual predijo los picos de producción posteriormente alcanzados en dicho país a mediados de 1960 y otro cerca de 1970. Para mayor información remitirse a: Testing Hubbert, escrito por Adam R. Brandt, y publicado en Energy Policy el 22 de diciembre de 2006.

**Figura N° 1 Evolución de la Producción de Petróleo en la República Argentina y año de Importación (en m³)**



Fuente: elaboración propia

**Figura N° 2 Evolución de la Producción Acumulada Futura de Petróleo en Argentina (en m³)**



Fuente: elaboración propia

año 2017 (tal como se aprecia en la figura 1) el año de importación.

## CONCLUSIONES

En el año 2011 Argentina volvería a convertirse en un neto importador de petróleo, considerando la declinación productiva y los recursos últimos de las 5 cuencas que actualmente se encuentran en explotación.

Esta conclusión podría verse modificada si se alteraran las hipótesis aquí planteadas. Por el lado de la oferta, el descubrimiento de nuevos yacimientos en alguna de las 17 cuencas aun no exploradas lo suficiente, la reevaluación en los yacimientos aun en explotación con el objetivo de identificar nuevos perfiles productivos, la aplicación de técnicas asistidas de producción tendientes a

mejorar los porcentajes de recuperación de hidrocarburos in-situ, entre otras, permitirían retrasar el año horizonte de importación.

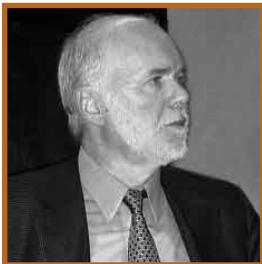
Por el lado de la demanda se debería analizar la suspensión de las exportaciones, la sustitución de combustibles, y propiciar la modernización del parque automotor (tanto sea en vehículos de pasajeros como en cargas), para lograr reducir los consumos específicos de este sector. Esta misma recomendación es aplicable al sector agropecuario.

El aporte de nuevas ideas y paradigmas en la búsqueda de petróleo en las áreas de la frontera exploratoria, junto a la búsqueda constante de mejorar la productividad de los campos, más el manejo de la demanda, permitirán lograr dilatar en el tiempo dicho horizonte de importación.

**En el año 2011 Argentina volvería a convertirse en un importador neto de petróleo.**

La definición del régimen adecuado para la explotación de hidrocarburos es vital para lograr un esquema de exploración y producción eficiente. ¿Cuáles son los regímenes aplicados en los países más exitosos?

# Acerca de los Regímenes de Explotación de Hidrocarburos



**AGUSTÍN CASTAÑO**

Consultor Regional en temas de Petróleo, Gas y Petroquímica.

El petróleo y, más recientemente, el gas han alcanzado una posición predominante como fuentes de energía. Así, los países que disponen de reservas de estos combustibles fósiles se preocupan por definir la forma de organizar su explotación para atender las expectativas de operadores, Estado y sociedad.

A lo largo de los años se han consolidado tres tipos de regímenes, cada uno de los cuales presenta características que lo hacen más adecuado para determinados contextos.

Si bien se les adjudican diversos nombres e incluso se definen subcategorías según el ángulo del que se los analice, parece funcional mantener una lectura simple, con los tres regímenes típicos:

- Concesión
- Producción Compartida
- Prestación de Servicios

Cada uno de estos modelos tiene características específicas en relación con el contexto de aplicación (riesgo de exploración, vocación del Estado, régimen fiscal general, entre otros), papel de la compañía estatal de petróleo (*NOC*) y participación del Estado en la decisión sobre los planes de desarrollo de la explotación.

Los regímenes pueden clasificarse en función de tres variables críticas:

- Propiedad y disponibilidad de las reservas
- Participación del Estado en el planeamiento y control de las operaciones
- Criterios y mecanismos de asignación de riesgos y resultados

En los contratos de Concesión, el concesionario/operador es propietario del hidrocarburo una vez que éste se ha producido, es decir elevado a superficie, pudiendo disponer libremente del mismo para su comercialización o transformación. Incluso puede presentar como activos en garantía las reservas probadas en los campos de los cuales es titular de la concesión.

Dependiendo del marco regulatorio y del contrato de concesión, debe cumplir pasos bastante detallados en todas las etapas: exploración, desarrollo y producción. En particular, una vez declarado comercial el recurso descubierto, debe presentar un plan de desarrollo del campo que cumpla con adecuados parámetros técnicos para garantizar una explotación racional del recurso. La posibilidad de intervención del Estado en la definición y control de dicho plan está limitada a la verificación del cumplimiento de los parámetros técnicos incluidos en el contrato u oriundos de las buenas prácticas.

Respecto de riesgos y resultados, el operador debe explorar y producir a su propio riesgo, teniendo como contrapartida el desembolso inicial (*down payment*), los pagos de regalías, de participaciones especiales (cuando las hay), de

derechos de ocupación y, finalmente, el impuesto a las ganancias afectando sus resultados.

La aplicación más típica de la concesión se da en contextos de alto riesgo exploratorio (nuevas fronteras, poca información geológica inicial), de baja vocación del Estado para participar de las actividades, de alta necesidad de inversiones y/o de urgencias de balanza comercial. En este régimen, la existencia de una NOC no es imprescindible.

Respecto del régimen de Producción Compartida, su principal característica es la relación estrecha entre el Estado y el operador, con una división porcentual de la propiedad y disponibilidad del petróleo y el gas natural extraídos de una zona determinada. Aquí el Estado, en su condición de “socio” del emprendimiento puede tener una activa participación en la definición de los planes de desarrollo del campo y en el control de su ejecución.

Según este modelo, durante la fase de exploración el contratista asume los riesgos de no descubrir, pero, en caso de éxito, sus costos serán reembolsados en petróleo equivalente (*oil cost*), de acuerdo con los criterios previamente establecidos en el contrato. Así, el *oil cost* es la proporción de petróleo y gas natural debida al operador sólo en el caso de descubrimiento comercial, destinada a cubrir los costos e inversiones realizados en la ejecución de las actividades de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desmantelamiento de las instalaciones. Esta parte estará sujeta a los límites, términos y condiciones establecidos en la licitación y el contrato.

Una vez descontadas las inversiones en exploración y desarrollo y los costos de producción, la parte restante del petróleo producido (*oil profit*) se divide entre el Estado y el operador. Con respecto a este reparto, cada país establece sus criterios en función del potencial de producción de las áreas y las peculiaridades de su legislación. La división del *oil profit* puede seguir dos conceptos básicos definidos en los contratos: defi-

## Los países que disponen de reservas se preocupan por definir la forma de organizar su explotación para atender las expectativas de operadores, Estado y sociedad.

nir porcentajes fijos o aplicar una escala basada en una o más variables, como la producción del campo, el área del contrato o el precio de los hidrocarburos. La división con escala combinada es la más común y puede tener criterios diferenciados para el gas natural.

Considerando que el modelo de producción compartida es utilizado en países con alto nivel de reservas y potencial de producción, por lo general en la división del *oil profit* le corresponde al Estado una proporción del 40% al 80%, dejando al contratista con el resto de los excedentes del petróleo, además del reembolso del *oil cost*.

Adoptan los contratos de producción compartida países como Angola, Kuwait, Libia, Nigeria, Egipto y Kazajstán. En estos casos la existencia de una NOC es necesaria y su papel resulta relevante, pues en ella recae la responsabilidad por la comercialización o transformación de la fracción de petróleo que corresponde al Estado.

Por último, en los contratos de Prestación de Servicios, el Estado tiene la propiedad y el control sobre las reservas y la producción, con pleno poder de decisión sobre la inversión y por ende, sobre los eventuales beneficios. En este caso, los ingresos del contratado provienen de la ejecución de los servicios convenidos y no de la explotación de los activos. Por lo tanto, hay muy poco o ningún potencial de beneficio extra para el prestador, compensado por un fuerte o total descenso del riesgo. La NOC tiene aquí un rol predominante, como líder de las operaciones y contratante de los servicios.



**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)

**Figura N° 1 Principales Características de los Regimenes de Exploración de Hidrocarburos**

Tipos	Descripción	Ejemplo (Régimen Predominante)
Concesión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generalmente utilizado en contexto de alto riesgo</li> <li>• Compensa en la etapa de exploración</li> <li>• La presencia de una Empresa Nacional de Petróleo (NOC) no es obligatoria</li> <li>• El Estado se beneficia a través de regalías, licencias e impuestos</li> </ul>	Brasil, Estados Unidos, Canadá, Noruega, Australia, Reino Unido
Producción Compartida	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizado principalmente en los casos en que el Gobierno considera fundamental su presencia en un sector estratégico</li> <li>• Presencia relevante de una Empresa Nacional de Petróleo (NOC) a la cual pertenece un porcentaje de la producción y que es responsable por la transformación y/o comercialización de esa fracción del producto básico</li> </ul>	Egipto, Kuwait, Arabia Saudita, Angola, Nigeria
Servicios	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizado en contexto de bajo riesgo (el riesgo exploratorio es absorbido por el Gobierno o NOC)</li> <li>• Contrata en la etapa de desarrollo del proyecto — en caso que el gobierno (o NOC) necesite capacidad externa de ejecución</li> <li>• Presencia dominante de una Empresa Nacional de Petróleo (NOC) a la cual pertenece la producción y es responsable por la transformación y/o comercialización del producto básico</li> </ul>	México, Venezuela, Irán

Países con bajo riesgo geológico tienden a optar por los contratos de servicio, principalmente cuando la NOC (o el Estado como accionista) dispone tradicionalmente de abundantes recursos financieros pero no de las calificaciones técnicas y de gestión necesarias para enfrentar el emprendimiento por sí sola.

En la Figura 1 se resumen las principales características de los tres regímenes tratados.

La existencia de una tipología con distintos tipos de régimen de exploración, no significa que siempre se apliquen modelos “puros”. En efecto, en varios países se verifica la coexistencia de modelos, constituyendo sistemas “híbridos”. Por ejemplo, en Rusia se aplica un tipo de contrato para cada perfil de yacimiento. En estos casos, se reconoce una mayor complejidad en el marco legislativo, reglamentario y jurídico.

La utilización de estos regímenes no es estática. Los diversos parámetros, como por ejemplo las regalías en la concesión, se van ajustando con la evolución de las variables físicas o macroeconómicas.

De forma más radical, las discontinuidades, como las de tipo geológico, generan modelos alternativos de regulación. En efecto, los estudios de caso de diversos países muestran que los cambios en el marco normativo, sean legislativos o regulatorios, se producen cuando las condiciones del sector cambian de manera significativa. Por ejemplo, el descubrimiento de grandes reservas de petróleo en el Mar del Norte

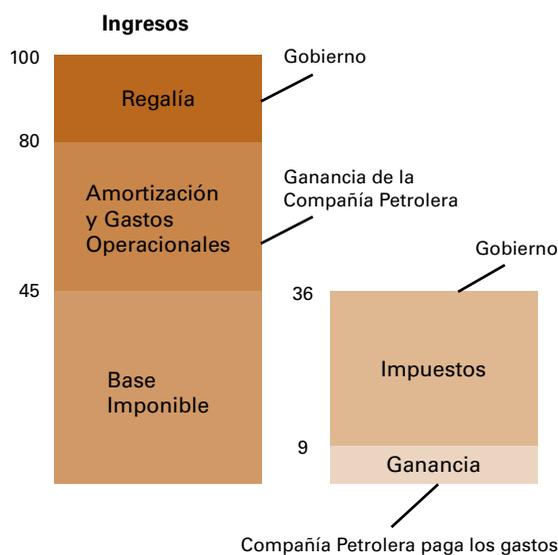
**La existencia de distintos regímenes de exploración, no significa que siempre se apliquen modelos “puros”.**

en la década de los 60 sirvió de catalizador para un análisis que derivó en la definición de nuevas reglamentaciones en cinco países (Alemania, Noruega, Reino Unido, Dinamarca y Holanda), que asignaron las áreas de exploración y establecieron directrices comunes. Estos países comenzaron a operar en régimen de concesión, ajustando los parámetros del sistema (impuestos, licencias y regalías) para adaptarse al nuevo perfil de los yacimientos.

El mismo cambio se produjo en otros modelos de exploración, como en el caso de la producción compartida, por ejemplo, incluyendo la introducción de empresas mixtas (*Joint Ventures*) y la mayor presencia del gobierno en el control de las operaciones. En Angola, y, más recientemente, en Rusia y Kazajstán, el Gobierno alteró la estructura y los términos de los acuerdos después de descubrimientos significativos.

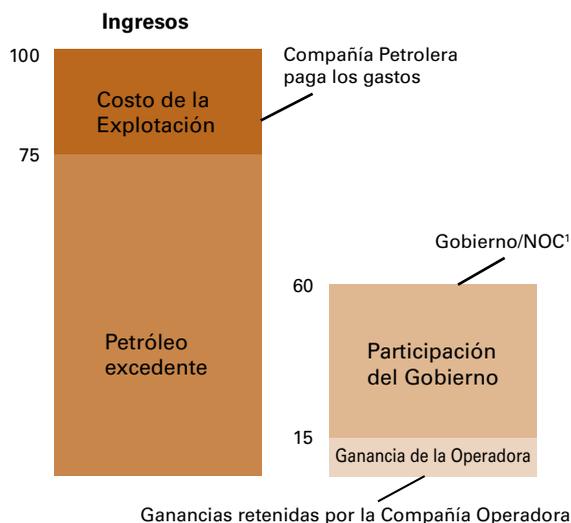
En los últimos años se ha reavivado en la región el debate sobre la conveniencia de aplicar uno u otro de estos regímenes, con comparaciones varias acerca de sus ventajas y desventajas. En particular en el Brasil, y a partir de descubrimientos significativos en la capa llamada pre sal, la discusión se ha centrado entre el régimen de concesión actualmente en

**Figura N° 2 Asignación de Costos y Resultados en el Régimen de Concesión**



<b>Participación del Gobierno</b>	
Regalía	20
Impuestos	36
<b>Total</b>	<b>56</b>
<b>Ganancia de la Petrolera</b>	
Ganancia	9
Costos	35
<b>Total</b>	<b>100</b>

**Figura N° 3 Asignación de Costos y Resultados en el Régimen de Producción Compartida**



<b>Participación del Gobierno</b>	
Ganancia de la Petrolera Nacional	60
<b>Participación de la Operadora</b>	
Ganancia de la Petrolera	15
Costos	25
<b>Total</b>	<b>100</b>

1. Compañía Petrolera Nacional

vigor y el de producción compartida impulsado por el Poder Ejecutivo.

Tanto en éste como en otros casos suele argumentarse que es distinta la posibilidad de apropiarse de la adecuada y/o esperada renta petrolera. En las Figuras 2 y 3 se ilustran ejemplos de locación de costos y resultados en cada régimen.

Si bien mediante diferentes instrumentos, es evidente que pueden ajustarse los parámetros cuantitativos de forma de ha-

cer equivalente la “parte del Gobierno” (*Government Take*) en ambos casos.

Lo que sí constituye una diferencia significativa es la posibilidad del Estado de intervenir en la planificación y control de las operaciones, por ejemplo para armonizar el ritmo de explotación de los campos con la capacidad de respuesta de la industria local de suministro de bienes y servicios. Es en este y otros puntos relevantes para las políticas de Estado donde debe profundizarse el debate.

**ESTUDIO ECES**  
CIENCIAS ECONÓMICAS

Dr. Roberto Taccari

Av. Belgrano 615 6° Piso A (C1092AAS)  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
tel: 054 11 4334 8841 | 054 11 4342 7475  
email: [estudiotaccari@speedy.com.ar](mailto:estudiotaccari@speedy.com.ar)

Luego de la liberalización del sector energético, el renovado papel del Estado aporta nuevos mecanismos de coordinación que garantizan el suministro y permiten su planeamiento a largo plazo.

## Evolución de la estructura institucional de las industrias energéticas en Brasil

Desde la década de 1990, el sector de energía en Brasil ha sido un laboratorio en búsqueda de una nueva organización industrial y de una nueva estructura institucional que posibilite la participación del capital privado, sin comprometer la seguridad del abastecimiento. La relativamente elevada tasa de crecimiento de la demanda de energía y la gran dimensión de la economía brasileña representa un gran desafío para garantizar el nivel de inversiones necesarias para alcanzar una razonable seguridad de abastecimiento energético.

Con la liberalización del sector energético en la década de 1990, se intentó reducir drásticamente el papel del Estado en esta actividad. Pero esta reforma no alcanzó los resultados deseados. La inversión del sector privado no consiguió garantizar la expansión del sector energético brasileño con el volumen y la velocidad necesarios. Además, los siguientes aspectos específicos del mercado de la energía de Brasil presentaron **importantes obstáculos a la inversión privada**:

- I. el costo marginal de expansión creciente;
- II. la presencia de grandes empresas públicas de energía;
- III. las incertidumbres significativas sobre la trayectoria de los precios de la energía; y
- IV. la falta de planificación de la expansión de la oferta de energía.

La crisis de provisión de electricidad en el año 2001 desencadenó un proceso de ajustes significativos en el marco institucional de la industria brasileña de energía para ayudar a acelerar el ritmo de las inversiones. En la segunda mitad de la década actual, la reforma liberal del sector energético en Brasil sufrió grandes ajustes, en busca de un nuevo compromiso entre el papel del Estado y el del sector privado en la dinámica económica de la industria energética brasileña. Nuevas leyes para el gas y la electricidad fueron aprobadas. Una nueva ley para el sector petrolero está siendo actualmente discutida en el Congreso.

Estas nuevas leyes fueron el resultado de una estrategia política radicalmente diferente para el sector, a partir del primer gobierno del Presidente Lula. Inicialmente, los efectos negativos de la crisis energética sobre la economía y sus efectos políticos llevaron al nuevo gobierno a revisar el marco institucional y la regulación del sector eléctrico brasileño. El principal objetivo de esta reforma consistió en dotar al Gobierno Federal con nuevos mecanismos de coordinación que garantizaran la seguridad energética. Las principales orientaciones de la nueva política energética fueron:

- prioridad en la seguridad de abastecimiento;
- diseño institucional más centralizado, reforzando el papel del Gobierno



**DR. EDMAR DE ALMEIDA**  
 Doctor en Economía Aplicada y Política de la Energía (IEPE), de la Universidad Pierre Mendes France de Grenoble, Francia. Profesor del Instituto de Economía de la Universidad Federal de Río de Janeiro y Vicepresidente de Asuntos Académicos de la Internacional Association for Energy Economics (IAEE)

- Federal en la ampliación de la oferta de energía;
- menor énfasis en la competencia operativa y mayor importancia a la competencia por nuevos inversiones;
- suspensión del proceso de privatizaciones y retorno de las empresas públicas como actores claves en la expansión del sector eléctrico.

El esfuerzo para aumentar el ritmo de las inversiones públicas y privadas en el sector se caracterizó por la búsqueda de mecanismos de coordinación y reducción de las incertidumbres en el proceso de inversión. Se introdujeron nuevos mecanismos de coordinación los que pueden ser caracterizados como de dos naturalezas distintas: **mecanismos de coordinación económica y mecanismos de coordinación institucional.**

Los principales **mecanismos de coordinación económica** que permitieron reducir las incertidumbres en las inversiones fueron:

- I. la reanudación del planeamiento indicativo para la expansión de la oferta de energía;
- II. el desarrollo de proyectos más complejos bajo el liderazgo del Gobierno Federal;
- III. la fijación de un precio de reserva para el precio de la energía vendida;
- IV. los contratos de largo plazo para la venta de electricidad y de capacidad de transporte de gas y electricidad;
- V. los concursos públicos para la adjudicación de contratos de largo plazo y de bloques de exploración de petróleo y gas.

**El planeamiento indicativo de largo plazo es el primer paso en la definición de proyectos para la expansión de la oferta de electricidad.** El trabajo de planeamiento incluye la identificación de estudios de potencial hidráulico, además de proponer proyectos específicos de mayor complejidad (grandes usinas hidroeléctricas o nucleares) y proyectos de expansión de los sistemas de transmisión de electricidad y gas. El Minis-

**Con la liberalización del sector energético en la década del '90 se intentó reducir drásticamente el papel del Estado.**



# Universidad de Buenos Aires



## CEARE

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

Curso para Instaladores

## Matriculados en Combustión

El Programa consistirá en el desarrollo de una currícula distribuida en períodos presenciales y virtuales, con contenidos teóricos y teórico-prácticos.

Los interesados que aprueben este Curso estarán en condiciones de completar el proceso de matriculación.

**Fechas: del 6 de mayo al 2 de diciembre de 2010.**

**Frecuencia: quincenal (jueves, 8 horas diarias).**

Informes: Av. Pte. Figueroa Alcorta 2263 2º piso (Facultad de Derecho)  
(C1425CKB) C.A.B.A. - Argentina. Tel./fax: (54-11) 4809-5709.  
E-mail: [ceare@arnetbiz.com.ar](mailto:ceare@arnetbiz.com.ar). Página Web: [www.ceare.org](http://www.ceare.org).



Facultad de Ciencias Económicas



Facultad de Ingeniería



Facultad de Derecho



ENARGAS



enre  
Ente Nacional Regulador de la Electricidad



terio de Minas y Energía (MME) también está involucrado en la ejecución de estudios para calcular el precio de reserva de cada proyecto propuesto, inclusive aquellos propuestos por empresas públicas y privadas. Es decir, la tarifa máxima para la venta de electricidad para cada proyecto o tipo de central en el mercado regulado. De esta forma, el Estado cumple un papel importante en la elaboración de proyectos para expandir la oferta de electricidad.

**Los proyectos propuestos luego se transformarán en contratos de largo plazo a través de un proceso de licitación para la selección de los proyectos más económicos.** En el caso de la producción de electricidad, existen dos tipos de licitaciones:

- I. los concursos para determinar quiénes serán los inversores en los proyectos definidos por el Gobierno, como es el caso de las grandes usinas hidroeléctricas, que tienen el derecho automático de realizar contratos de largo plazo; y
- II. los concursos entre diferentes proyectos para la atribución de contratos de largo plazo con base en el menor precio.

Para viabilizar la implementación de los nuevos mecanismos de coordinación económica, fueron creados diversos mecanismos institucionales nuevos. Dentro de estos nuevos mecanismos institucionales se destaca el papel de la **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que posibilitó la reanudación del planeamiento y la coordinación del proceso de inversiones en el sector eléctrico, y la rehabilitación del **Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)**. Este último, a pesar de ser creado por la ley 9478 de 1997, ganó relevancia como espacio de decisión política en el gobierno del Presidente Lula.

**El Ministerio de Minas y Energía** pasó a focalizar su actuación en la coordinación del proceso de negociación política entre los diferentes agentes que actúan en el sector energético nacional: Empresa de Planeamiento Energético (EPE), Agencia Nacional del Petróleo (ANP), Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANEEL), Agencia Nacional de Aguas, Operador Nacional del Sistema (ONS), Comisión de Monitoreo del Sector Eléctrico, Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, empresas estatales, asociaciones empresarias y de consumidores.

Esta nueva arquitectura institucional representó un avance importante para desatar el gran nudo institucional que se produjo en el país durante la década de 1990, caracterizado por la superposición de responsabilidades entre los diferentes agentes públicos y por una significativa incertidumbre respecto al proceso de toma de decisiones en las políticas energéticas.

**La experiencia brasileña permite obtener algunas lecciones importantes:**

- I. **la liberalización del mercado no garantiza automáticamente la seguridad de abastecimiento energético;**
- II. **la inversión privada en países en desarrollo como Brasil enfrenta riesgos económicos e institucionales más elevados que en los países centrales;**
- III. **estos riesgos pueden ser reducidos a través de la adopción de mecanismos de coordinación institucional y económica;**
- IV. **finalmente, aún en los casos en que los Estados optan por retirarse de la actividad de producción de energía, mantienen un papel importante en el desarrollo e implementación de mecanismos de coordinación para reducir los riesgos de las inversiones privadas para asegurar el abastecimiento energético.**

**La crisis de provisión de electricidad en 2001 desencadenó un proceso de ajustes significativos.**

**El planeamiento indicativo de largo plazo es el primer paso en la definición de proyectos para la expansión de la oferta de electricidad.**



La energía eléctrica mejora la calidad de vida de millones de personas que utilizan este insumo en el desarrollo de sus actividades cotidianas, por eso nuestro compromiso para con el crecimiento y desarrollo del país se renueva diariamente.

[www.centralpuerto.com](http://www.centralpuerto.com)

La tormenta Institucional originada por reiteradas decisiones abusivas del Poder Ejecutivo Nacional afecta seriamente a las Instituciones de la República.  
¿Qué hay en el fondo del conflicto por el uso de las Reservas del Banco Central?

# Macroeconomía e Instituciones Económicas

Documento de la Comisión Política del IAE “General Mosconi”

El verano ha sido muy intenso en conflictos institucionales, y muchos ciudadanos nos hemos enfrentado súbitamente con interrogantes inusuales y decisivos: ¿no dice la Constitución que las leyes deben ser sancionadas por ambas Cámaras del Congreso? ¿cómo puede ser entonces que los decretos de necesidad y urgencia del Presidente adquieran jerarquía de ley cuando los aprueba una sola Cámara? ¿y que tengan plenos efectos legales... ¡aunque hayan sido rechazados por medio Congreso!/? ¿cómo pudo esto suceder? Una Nación es sus instituciones, y tratarlas con ligereza –tanto Gobierno como oposición– es jugar con la Nación.

Resulta imposible no expresar esta inquietud general. Nos concentraremos sin embargo en dos instituciones económicas básicas afectadas por los recientes episodios, dado que su buen o mal funcionamiento supone perspectivas muy diversas para la evolución futura del país. Y la primera es **la naturaleza y roles del Banco Central**.

Despejemos primero un aspecto puntual: realizar pagos externos con reservas internacionales no implica emisión monetaria ni consecuencias necesariamente negativas. Bajo una flotación cambiaria administrada, las divisas del banco central juegan un rol secundario -moderar movimientos cambiarios bruscos-, y su nivel óptimo depende de un criterio prudencial que nada tiene que ver con ‘coberturas’, ‘reservas excedentes’

**El respaldo de la base monetaria es la confianza del público en la moneda, que depende del compromiso del Banco Central con la estabilidad de precios.**

o cualquier otro resabio de la convertibilidad. **El respaldo de la base monetaria es la confianza del público en la moneda, que depende del compromiso del Banco Central con la estabilidad de precios.**

Es en éste preciso nivel institucional en dónde se juega lo importante. Hemos escuchado o leído comentarios, afirmando livianamente que ‘no puede ser’ que el Presidente del Banco Central no acompañe las políticas del Poder Ejecutivo. Pues bien, en materia monetaria y financiera el directorio del BCRA no debe seguir instrucciones del Presidente de la Nación. Una cosa es recuperar la moneda nacional, que había sido abolida por la convertibilidad con las terribles consecuencias conocidas, y otra muy diferente someterla a las contiendas partidarias y las presiones sectoriales.

La estabilidad macroeconómica requiere el compromiso institucional permanente de la autoridad monetaria, la cual



debe ser independiente en su gestión, supervisada por el Congreso (quien posee competencias constitucionales originarias en esta materia), y con autoridades que roten en ciclos expresamente diferentes a los turnos políticos. Sin embargo, ¿qué Presidente del BCRA podría confrontar una directiva del PEN si puede ser relevado de su cargo con un simple decreto? El espíritu y la lógica legislativa de la actual Carta Orgánica resultan burlados si se admite la remoción de los miembros del Directorio sin intervención previa y *vinculante* del Congreso.

De confirmarse los criterios utilizados para remover a su último Presidente (supuesto mal desempeño, *por desobediencia al PEN*), la dinámica política terminará por utilizar al BCRA como fuente de financiamiento para cualquier exceso. El actual desborde inflacionario no debería interpretarse como un mero contratiempo del Gobierno, que puede ser capitalizado políticamente por la oposición. **Ante la ciudadanía, la inestabilidad económica supondrá un nuevo fracaso de la democracia, e implicará una pesada carga para el próximo Gobierno.**

La segunda institución económica fundamental involucrada en los episodios recientes es el **Presupuesto Nacional** (aunque ya se encontraba amenazado por diversos abusos anteriores, como la subestimación deliberada de la recaudación tributaria y los ‘superpoderes’ para la reasignación de partidas). Si la Ley

## La inestabilidad económica y el desborde inflacionario implicarán una pesada carga para el próximo Gobierno.

de Presupuesto 2010 fue sancionada en Noviembre pasado, y unos días más tarde se plantea utilizar las reservas del BCRA para cancelar deudas, ello puede obedecer a tres causas: (i) alguna de las fuentes de financiamiento contempladas en la Ley ya no están disponibles, por alguna razón desconocida; (ii) la estimación de recursos era demasiado optimista, y (iii) los gastos reales serán superiores a los aprobados en la Ley.

Aunque la propuesta de utilizar un financiamiento extraordinario (las reservas del BCRA) pueda ser plausible, la misma supone necesariamente una modificación presupuestaria, y la evaluación de su necesidad y conveniencia constituye una prerrogativa del Congreso, sobre todo si puede dar lugar a gastos adicionales a los originalmente aprobados. **En definitiva, el recurso a las reservas del Banco Central sólo puede abordarse en el marco de una revisión de la Ley de Presupuesto para 2010, a ser tratada como corresponde por el Congreso Nacional.**

Marzo de 2010.

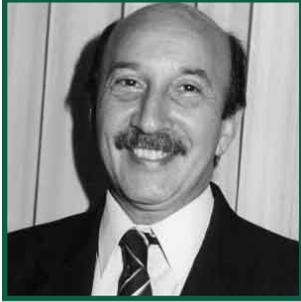


Un buen servicio eléctrico es un derecho,  
su uso racional es un compromiso de  
**TODOS**

Los rionegrinos nos propusimos reducir el consumo de energía eléctrica con la convicción de que si usamos eficientemente la electricidad le damos una mano a la producción, ayudando a mantener los puestos de trabajo.

Estamos para ayudarlo  
**0 800 333 3272**  
[www.eprern.gov.ar](http://www.eprern.gov.ar)

**EPRE**  
ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD  
Provincia de Río Negro



**ING. GERARDO RABINOVICH**  
Prosecretario y Director del Dpto. Técnico del IAE.

## Análisis de la situación de los Precios y Tarifas de la Energía Eléctrica y el Gas Natural

Es necesaria una pronta reestructuración de los precios de la energía. El insostenible congelamiento de precios ha generado situaciones de injusticia con consecuencias para todos los sectores de la sociedad.

Los desequilibrios a los que está sometido el sector energético producen impactos que en sus momentos agudos sobresaltan a los actores sociales y ponen en primer plano la situación sectorial sobre otras urgencias cotidianas. Esto es lo que ha sucedido con el aumento de los precios de las tarifas de electricidad y gas natural el año pasado<sup>1</sup>, que han tenido el objetivo de cubrir los costos de abastecimiento de ambas fuentes de energía, los que se incrementaron fuertemente en los últimos tres años.

Es importante aclarar que en el caso de los servicios públicos de electricidad y gas natural, los usuarios pagan una factura que es la suma del costo de abastecimiento del producto más el valor agregado de distribución (VAD) que remunera a la empresa distribuidora por la actividad de transportar y comercializar este producto hasta nuestros hogares, comercios e industrias. El componente restante de la factura lo constituyen las tasas e impuestos que gravan esta actividad.

Los principios tarifarios enumerados en las leyes de Marco Regulatorio de la Electricidad y del Gas Natural<sup>2</sup> dejaron de cumplirse a partir del año 2002, cuando se sancionó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario<sup>3</sup>, que ordenó la renegociación de los contratos de los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad y gas natural. La emergencia aún se mantiene vigente, los contratos aún no fueron completamente renegociados, y los precios y tarifas de la energía durante todos estos años se mantuvieron

prácticamente inalterados, alterando la estructura de precios relativos de la economía.

En los últimos años, y en especial a partir del año 2004, la producción de energía de nuestro país disminuye en forma continua, y la demanda interna ha podido ser satisfecha utilizando diversos mecanismos: el redireccionamiento hacia el mercado interno de la producción de gas natural cortando los compromisos de exportación; la importación creciente de gas natural, de gas oil y de energía eléctrica, y en casos extremos el racionamiento del suministro, en particular a sectores capaces de emplear energías de sustitución, como es el caso del sector industrial y en menor medida el transporte (GNC).

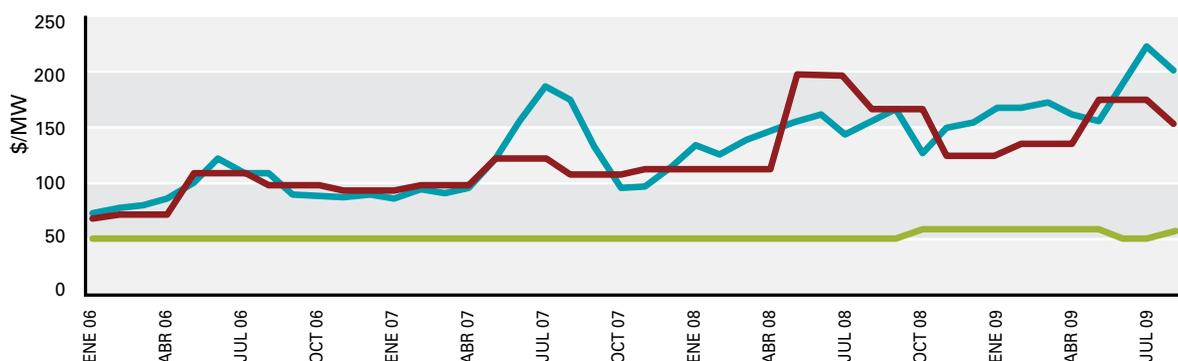
Sin embargo, la combinación de precios internos prácticamente congelados, el incremento del consumo, la reducción de excedentes exportables y una mayor necesidad de recurrir a la importación en un escenario internacional de altos precios de la energía produjo un desequilibrio económico y financiero que solo ha podido ser cubierto hasta el momento con subsidios crecientes desde el Tesoro.

<sup>1</sup> Resolución 1169/2008 en el caso de la energía eléctrica, y Decreto 2067/2009 para el gas natural.

<sup>2</sup> Ley 24.065 Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica y ley 24.076, Marco Regulatorio del Gas Natural.

<sup>3</sup> Ley N° 25.561 del 7 de enero de 2002

**Gráfico N° 1 Evolución Precios en el MEM 2006-2009**



Fuente: CAMMESA, Programaciones Estacionales 2006-2009  
 PMMR: Precio Medio Monómico Real;  
 PEST: Precio Estacional;  
 PSAN: Precio Sancionado

— PMMR  
 — PEST  
 — PSAN

En el sector eléctrico, desde el 2003<sup>4</sup> se intentó contener el crecimiento de los costos simulando el despacho del sistema con disponibilidad de gas infinita y a un precio tope de 120 \$/MWh, creándose varias cuentas que reflejaran los mayores costos de producción con combustibles líquidos provistos en gran medida por el Estado Nacional a través de CAMMESA o ENARSA. Estas cuentas son pagadas en una pequeña proporción por los clientes industriales, y en gran medida con aportes del Tesoro, como veremos más adelante.

En el caso del gas natural, sus importaciones son efectuadas por ENARSA, empresa que compra el gas natural a Bolivia a precios que en general superan los 5 u\$/MBtu (a mediados de 2008 se llegó a pagar más de 10 u\$/MBtu), e importa GNL Spot a precios totales promedio del orden de los 12 u\$/MBtu, y vende en el mercado interno a precios que en general no superan los 2 u\$/MBtu. La diferencia es cubierta, como en el caso de la energía eléctrica, con aportes del Tesoro Nacional.

El costo de abastecimiento de la energía eléctrica se incrementó en forma casi exponencial desde el año 2004 y en el año 2008 llegó en promedio a 165 \$/MWh. En Gráfico N° 1 se puede observar la evolución de los precios medios reales de producción del sistema, y del precio sancionado que paga la demanda.

A partir del año 2006 se acentuó el ritmo de incremento en los costos de Generación, como consecuencia de:

- a) Mayor utilización de combustibles líquidos en reemplazo de gas natural, por caída en la producción de este último combustible;
- b) Incremento de los precios internacionales del petróleo;
- c) Se comienzan a instalar TG Ciclo Abierto y Grupos Diesel, potenciando aún más el consumo de combustibles líquidos, para cubrir la demanda creciente;

4 Resolución Secretaría de Energía 240/2003 del 19 de agosto de 2003.

## Desde 2004 la producción de energía del país disminuye en forma continua.

El desfase entre costo de abastecimiento e ingresos por venta de energía eléctrica, (ver Gráfico N° 2), obligó en la ley de Presupuesto del año 2008 a transferir al Fondo de Estabilización del Sector Eléctrico como Aporte No Reintegrable 22 mil millones de pesos, como producto del déficit acumulado desde el año 2004 hasta Abril de 2009. El Presupuesto Nacional prevé seguir compensando este déficit hasta fines de 2010, por lo que es posible estimar que, a los precios actuales de los combustibles y si no se produjeran cambios sustanciales en los mecanismos de formación de precios, el déficit total podría alcanzar en todo el período 2004-2010 alrededor de 40.000 millones de pesos.

El pequeño salto que se observa en PSAN a partir de Octubre de 2008 obedece a la aplicación de la Resolución 1169/2008, que generó una importante protesta social, pero que en términos de recuperación de costos de abastecimiento produjo un impacto reducido (solo un incremento del 15% de la recaudación por venta de energía).

En el caso del gas natural, se observan desequilibrios de gran magnitud entre el precio de importación, en volúmenes crecientes, en particular si se trata de GNL, y nuevamente el precio que paga la demanda. En el Cuadro N° 1 se pueden observar los costos de abastecimiento de gas natural, desagregado en función de los acuerdos entre el Estado Nacional y los productores, y los precios de importación:

En función del aumento de precios establecidos mediante el Decreto 2067/2008, el Gobierno Nacional que en principio pretendía cubrir solamente los costos de importación, acordó con las jurisdicciones provinciales un aumento del precio que se pagaría al gas natural con destino a generación

## Cuadro N° 1 Precios del Gas Natural 2009 (u\$/Mbtu)

ORIGEN	PRECIO	COMENTARIOS
Acuerdo Productores	1,13	Precio en Cuenca Neuquina
Precio Libre MEGSA	2,8	Promedio precio pagados por grandes clientes
Precio Importación Bolivia	5,12	Promedio año 2009
Precio Importación GNL	10,5	Precio producto más alquiler barco regasificador

## Cuadro N° 2 Distribución del mercado en volumen y precio – Año 2009 Millones de m<sup>3</sup>

	MILLONES DE M <sup>3</sup>	%	MILES DE U\$S	%
Acuerdo con los productores	26.610	64%	811.862	34%
Sector Industrial	11.791	28%	891.410	37%
Importaciones Bolivia	1.679	4%	232.105	10%
Importaciones GNL	1.643	4%	465.649	19%
	<b>41.722</b>		<b>2.401.026</b>	

de energía eléctrica a un precio de 1,89 a 2,14 u\$/Mbtu a partir de enero de 2010.

En 2009, las importaciones representaron solamente el 8% del volumen de gas comercializado en nuestro mercado, pero un 29% del valor (Ver Cuadro N° 2). El costo de abastecimiento del gas importado fue de 700 millones de u\$s, y la demanda pagó solo 180 millones de u\$s. El saldo fue transferido desde el Tesoro a las cuentas de ENARSA para el pago a los proveedores: YPFB Bolivia, y Repsol YPF por el GNL.

Dado el comportamiento de la oferta local y los precios internacionales, es posible prever que en 2010, el costo de abastecimiento del gas natural y los volúmenes importados aumentarán respecto del año anterior, y los fondos adicionales deberán ser nuevamente asignados desde el Presupuesto Nacional, ya que es poco probable un nuevo incremento de tarifas que cubra el costo de estas importaciones.

### CONCLUSIONES

La brecha existente entre costos de abastecimiento y su pase a tarifas a usuarios finales es muy grande, y la tendencia es que siga creciendo en el corto plazo. La segmentación de los mercados establecida en los aumentos de precios tan resistidos del año pasado, no parece ser una solución adecuada para ir cerrando esta brecha y está en el origen de injustas situaciones sociales.

En el sector eléctrico el desfasaje entre los costos de generación y lo que paga la demanda origina una transferencia des-

de del Tesoro estimada en 40 mil millones de \$. Esta diferencia será cubierta por los contribuyentes de todo el país (subsidios generalizados).

En el caso del gas natural, el año pasado la transferencia desde el Tesoro a las cuentas de ENARSA para el pago a los proveedores del producto importado ascendió aproximadamente a 1.800 millones de \$, y durante el presente año se estima que los aportes no serán inferiores a los mencionados.

Esto genera situaciones de injusticia social y territorial evidentes, como por ejemplo que los subsidios sean pagados por todos los contribuyentes a los consumidores de gas natural: de esta forma quienes no tienen acceso a las redes de gas natural en el NEA o en otros puntos del país, y que consumen GLP, en general los sectores más postergados de la sociedad, están pagando con sus impuestos los subsidios de quienes tienen acceso al gas natural que son en general los sectores más favorecidos en términos económicos y regionales.

Las iniciativas del Gobierno Nacional denominadas Energía Plus, Gas Plus, Petróleo Plus y Refinación Plus, no han dado resultados que puedan predecir que estas políticas permitan un cambio de tendencia en un período previsible.

El desequilibrio de los precios y tarifas de la energía obliga al Gobierno Nacional a aplicar medidas que vuelvan a equilibrar el funcionamiento del sector, el peligro es que al acentuarse los desequilibrios produzca nuevas tensiones sociales, o afecte el desempeño de la economía profundizando las causas que lleven a un mayor deterioro de la misma.



## TRANSPORTAR ENERGÍA CONSUME ENERGÍA.

Sabía Ud. que se pierde hasta un 6% de electricidad en una línea de 1000 km? Esta es una de las muchas razones por las que recomendamos energía descentralizada. Y es otro ejemplo de cómo las soluciones de Wartsilä son buenas para el negocio y para la naturaleza, por mar y por tierra. Vea más acerca de lo que podemos hacer por Ud. y por el ambiente en [wartsila.com](http://wartsila.com).

ENERGY  
ENVIRONMENT  
ECONOMY

[WARTSILA.COM](http://WARTSILA.COM)

  
**WÄRTSILÄ**

La exitosa experiencia alemana en la utilización de la energía eólica brinda algunas claves para el aprovechamiento del gran potencial de esta fuente renovable en Argentina.

# Desarrollo de la Energía Eólica en Alemania

En la última década, las energías renovables han percibido altas tasas de crecimiento anuales a nivel global, creando así más de dos millones y medio de puestos de trabajo. Europa, Estados Unidos, China e India crearon un mercado de energía eólica de más de 100.000 MW que, aún en tiempos de crisis, sigue presentando un fuerte crecimiento. América Latina ha comenzado recientemente a seguir este camino exitoso (Tabla 1). Este ingreso “tardío” le permite aprovechar el hecho de que la tecnología ya se encuentra completamente desarrollada y resulta mucho más económica que antes.

No es un secreto que los lugares más interesantes del mundo para el aprovecha-

miento energético de la energía eólica se encuentran en la Argentina. Ya en la década del 80 los primeros alemanes realizaron mediciones de viento en la región de la Patagonia, puntualmente en la zona de Comodoro Rivadavia. Con estos vientos tan constantes y fuertes está demostrado que se genera electricidad a un precio competitivo en relación al precio de las energías convencionales.

En la Patagonia se han medido velocidades del viento promedio de 8-13 m/s con factores de capacidad de 42 - 48%. Según la World Wind Energy Asociación, el factor mundial de capacidad es de 19,2%. En Salta midieron 9-10 m/s, a la vez que en la



**TOBIAS WINTER**  
Licenciado en Economía, Universidad Técnica de Aachen, Alemania. Cuenta con experiencia profesional en proyectos de energías renovables en la Argentina, Uruguay, Alemania e India. Participa actualmente en el Programa de Expertos Integrados (CIM) como especialista en economía de energía con las Cámaras de Industria y Comercio Alemanas en Argentina, Uruguay y Paraguay.

**Tabla N° 1 Capacidad de Energía Eólica instalada (MW) en 2009**

RANGO	PAÍS	MW (aprox.)	RANGO	PAÍS	MW (aprox.)
0	Mundo total	158.000	9	Portugal	3.600
1	Estados Unidos	35.000	10	Dinamarca	3.500
2	Alemania	26.000	[...]	[...]	[...]
3	China	25.000	21	Brasil	600
4	España	19.000	29	México	200
5	India	11.000	33	Chile	170
6	Italia	5.000	36	Costa Rica	130
7	Francia	4.000	[...]	[...]	[...]
8	Inglaterra	4.100	[...]	Argentina	32

Fuente: WWEA, EWEA, GWEC

**Tabla N° 2 Tarifas feed-in in Alemania según la Ley de las Energías Renovables en 2009**

	DURACIÓN (años)	2009 € - Cent/kWh	REDUCCIÓN (a partir de 2010)
ENERGÍA EÓLICA (onshore)	20	5,02 – 9,20	1,0%
ENERGÍA EÓLICA (offshore)	20	3,50 – 15,00	5,0% (a partir de 2015)

Los lugares más interesantes del mundo para el aprovechamiento energético de la energía eólica se encuentran en la Argentina.

provincia de Buenos Aires existen lugares con 8-8,5 m/s con factores de capacidad de 34-40%. A pesar de este enorme potencial, la capacidad instalada en la Argentina es, hasta el momento, de apenas 32 MW.

Por su parte, en Alemania el factor de rendimiento en la mayor cantidad de los parques eólicos no supera 18-30%. La capacidad eólica total en Alemania ronda los 26.000 MW, lo que es igual a la potencia del parque eléctrico argentino entero. Cómo ha logrado Alemania este desarrollo es la pregunta clave, sobre todo teniendo en cuenta el considerablemente alto costo de instalación por la relativa falta de viento. Una de las principales respuestas proviene del marco legal establecido.

El desarrollo no empezó con una Ley de energías renovables con tarifas fijas, sino con la Ley de suministro de electricidad con fuentes renovables. Desde el año 1991, tienen acceso prioritario a la red pública tanto los grandes como los pequeños generadores de energía por fuentes renovables. Luego, la historia de las energías renovables se desarrolló animada por remuneración con tarifas fijas y garantizadas que les ha permitido a los inversores el poder calcular el rendimiento del parque eólico para 20 años, previsibilidad que resulta clave para el desarrollo de este mercado. En su tercera versión<sup>1</sup>, de enero de 2009, la Ley introdujo también un mecanismo flexible que permite adaptar la remuneración de la energía

a los objetivos de desarrollo del gobierno alemán. De este modo, las tarifas feed-in para las dos diversas formas de energía eólica (onshore y offshore) se irán reduciendo progresivamente cada año para dar nuevos incentivos al desarrollo de la implantación de las nuevas tecnologías (ver tabla n°2). Además de la obligación para los transportistas de comprar la electricidad.

El modelo de las tarifas feed-in predefinidas por un largo plazo garantizado le dan seguridad al inversor en 63 países del mundo. Es el sistema más favorable, siempre que esté previsto un cambio significativo en la matriz energética, porque le da seguridad al generador – no hacen falta contratos entre generador y comprador. La compensación del desequilibrio de la remuneración por el transportista local se efectúa a nivel de transportista mayorista.

En la Argentina, el modelo feed-in, que consiste en el acceso a la red pública sin contrato o permiso específico pero remuneración predeterminada por kWh para un periodo fijo, ya podría aplicarse en zonas o provincias, cuya red eléctrica lo permitiese. Estas zonas de aplicación podrían extenderse gradualmente, pero no reducirse.

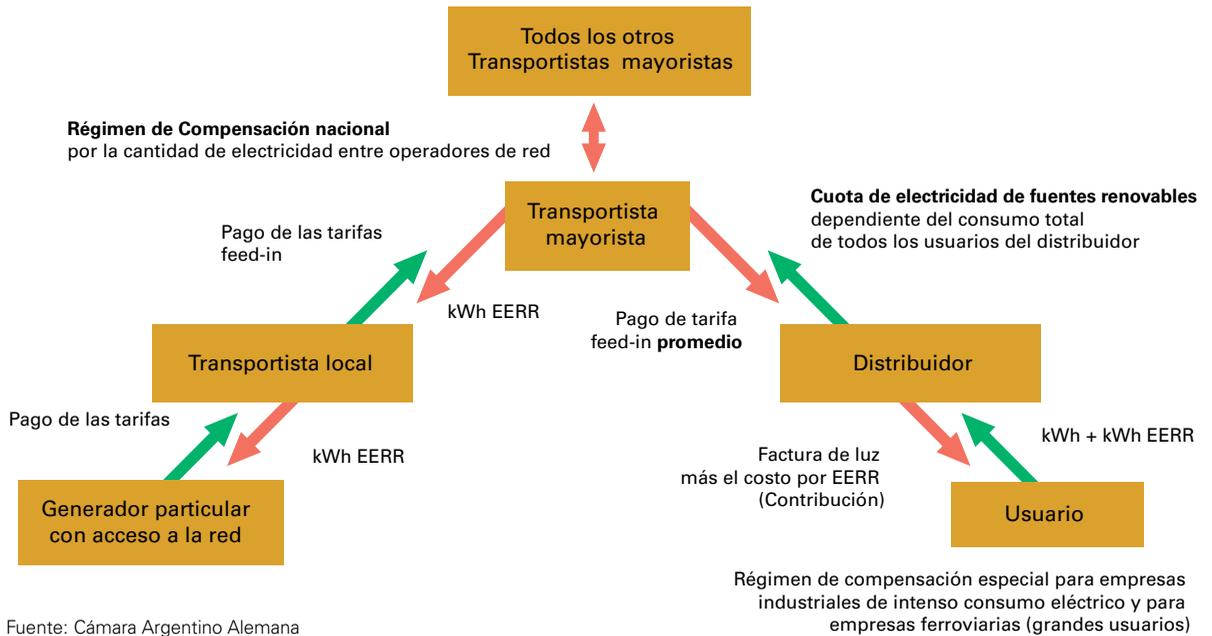
Es claro que gran parte del marco regulatorio de Alemania no puede calcararse y transferirse íntegramente a otro país, de lo cual da testimonio la historia de la Ley Argentina 26.190 de Energías Renovables reglamentada por el Decreto 562/09. Al igual que en otros países, sería necesario un mecanismo de ajuste por inflación como el que existe en EE.UU., así como el ajuste masivo de las tarifas hacia abajo.

Es claro que gran parte del marco regulatorio de Alemania no puede calcararse y transferirse íntegramente a otro país.

<sup>1</sup> Ley Alemana de las Energías Renovables, EEG 2009: [http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault\\_7/content/documents/germany\\_documents\\_index.php](http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/content/documents/germany_documents_index.php) (visitado el 08/04/2010).

## Sistema feed-in:

La compensación del desequilibrio se efectúa a nivel de transportista mayorista



Por otra parte, para cumplir con lo estipulado por la Ley 26.190, en Argentina habría que instalar 170 MW por año hasta el año 2016. Con factores de capacidad de 40% esto significa 430 MW de capacidad por año en total proyectando un crecimiento económico de 5% anual que significa una capacidad adicional de 1000 MW en total por año. Para lograrlo Argentina deberá apostar por nuevos mecanismos de financiación, además de apoyar la generación eléctrica descentralizada. El país parece querer avanzar en este camino que ahora está enfocado en las expectativas de las últimas licitaciones (Plan GENREN de

500 MW de energía eólica) para que se conviertan en proyectos reales dando inicio a una nueva era de generación sustentable de electricidad que disminuya los factores que afectan al cambio climático.

La energía eólica ha dejado de ser la visión de unos pocos desde hace mucho tiempo. Se ha convertido en un sector industrial pujante que, a pesar de la crisis financiera mundial, sigue registrando altas tasas de crecimiento anuales. Argentina no es la excepción y, con su enorme potencial de recursos, se encamina a formar parte de los “grandes jugadores” en este terreno.

**La previsibilidad resulta clave para el desarrollo de este mercado.**

**HIDROELÉCTRICA**  
**Futaleufú**

# Aumentamos en un 122% nuestra producción de gas natural(\*)



## Y así logramos:

- Aportar el 60% del gas nuevo que sumó la Argentina desde el 2002.
- Apuntalar con exploración y producción el aumento de demanda del hidrocarburo que más consume el país.
- Producir más de 18 millones de m<sup>3</sup> diarios.

Buena parte de ese gas proviene de yacimientos nuevos que desarrollamos en Salta, Chubut, Santa Cruz, Neuquén y el Mar Austral.

**Pan American**  
**ENERGY**

El valor del compromiso

(\*) En 1999, la producción de Pan American Energy fue de 8,2 millones de metros cúbicos diarios; en 2008, alcanzó los 18,2 millones de metros cúbicos diarios.



**FERNANDO PUJALS**  
Presidente de AES ARGENTINA

Les presentamos una síntesis de la entrevista que realizamos al **Presidente de AES ARGENTINA**, actor de importancia en el sector eléctrico argentino, que opera nueve centrales de generación y dos empresas de distribución, EDELAP y EDES.

## UNA VISIÓN EMPRESARIA

**¿Han acordado con el Gobierno Nacional pasos orientados a la recomposición de los precios mayoristas de generación y a la conclusión de la Renegociación Integral de tarifas de las Distribuidoras?**

Consideramos positivas las medidas tendientes a sincerar los reales costos de la generación y distribución de la energía eléctrica. Los subsidios aplicados en forma generalizada llevan al derroche de energía y de recursos. Compartimos que se eliminen para quienes tienen mayor capacidad contributiva.

En Capital Federal y el Gran Buenos Aires hay sectores de la población que no necesitan ser subsidiados, y que sin embargo lo son. Hay que focalizar los subsidios dándoselos a quienes más los necesitan y establecer una política de precios que incentive el uso racional de la energía. Por ejemplo, la Industria y el Comercio están siendo subsidiados entre un 50% y un 60%.

En cuanto a la renegociación de contratos, fuimos los primeros a nivel nacional en llegar a un acuerdo integral con UNIREN (en 2005) y ahora aguardamos la renegociación tarifaria integral, para lo cual ya hemos presentado toda

la documentación necesaria, y estamos a la espera de que el Ente Regulador (ENRE) se expida.

**¿AES participará en nuevos proyectos hidroeléctricos o térmicos, dentro del régimen de “Energía Plus”?**

Nuestros nuevos proyectos de energía renovable se darán en el área eólica; ya hemos estudiado localizaciones para éstos en distintos lugares del país. En energía térmica tenemos proyectado construir un ciclo abierto en la Patagonia y luego cerrarlo, completando nuestra presencia en San Nicolás. En el tema hidroeléctrico AES es ya un actor importante. Estamos Neuquén, Salta y San Juan, donde el año pasado iniciamos la operación de Los Caracoles.

AES acompaña el crecimiento del país aceptando los nuevos incentivos. El programa de Energía PLUS es interesante porque da la posibilidad de contratar energía con CAMMESA a precios no subsidiados.

**En Distribución, ¿cuál es la situación actual del servicio y de las inversiones en las empresas EDELAP y EDES?**

En ambas distribuidoras se está ejecutando un plan de inversiones 2009/2013 que supera los \$ 600 millones. Al finalizar el mismo habremos reducido en un 50% los cortes de servicio y su duración.

### **¿AES participará en el desarrollo de proyectos de Energías Renovables?**

AES está enfocada en proyectos de energía renovable en todo el mundo. En nuestra región, por ejemplo, en Chile, Colombia, Panamá. Nosotros aquí vemos oportunidades más rápidas de desarrollo en el tema de viento. Argentina presenta varias oportunidades para realizar proyectos eólicos. Nuestros estudios para el desarrollo de granjas eólicas se orientan al desarrollo local, por ejemplo, con equipos de IMPSA.

### **¿Cómo podrían crearse condiciones claras y estables que generen un flujo genuino y creciente de inversiones por actores privados?**

Por un lado, mantener las reglas en el largo plazo. Cada país puede adoptar las reglas que más le convienen pero no deberían modificarse con demasiada frecuencia. Sin dudas, también, que haya una señal de precios que responda a los costos es parte de esas reglas.

### **¿Cuál es su opinión sobre el PUREE? ¿Lo ve como un programa efectivo?**

Creo que tiene que existir un sistema de precios y castigos. Pienso que con el PUREE hemos fallado en el tema comunicación, tanto las empresas como los entes de regulación. Con el programa se pretende que los usuarios hagan un uso racional de la energía, y para esto se necesita educar; que el usuario sepa qué es lo que tiene que hacer y dejar de hacer para evitar ser multado.

Cuando hace unos años atrás se produjo la enorme sequía que hubo en Brasil, se requirió un ahorro importante de consumo, junto a la señal de precio hubo una muy efectiva campaña de comunicación. El consumo se redujo un 20% y no volvió a subir. Se generó la costumbre de ahorrar energía.

La comunicación es clave; comunicar, comunicar y nunca cansarse de comunicar.

### **¿Podría resumirnos los principales programas de Responsabilidad Social Empresaria?**

AES y la Comunidad es el plan que nos vincula estrechamente con cada una de las comunidades en las que te-

nemos operaciones. A este se suman varios programas: el Educativo y de Apoyo a Escuelas; el Programa Cultural y de Reconocimiento, y el Programa de Seguridad Eléctrica y Alimentaria.

Dentro del Programa Educativo, EDELAP y EDES llevan adelante Talleres en escuelas de nivel primario y medio sobre seguridad eléctrica y uso racional de la energía. Durante 2009 participaron 7 mil niños y desde que comenzaron más de 50.000. A través del Programa de Apoyo a Escuelas en San Nicolás, apadrinamos actividades de la organización Cimientos promoviendo la educación de 600 chicos de nivel primario.

Entre los Programas Culturales y de Reconocimiento, destaco el ya reconocido Salón de Pintura de EDELAP y en San Nicolás la Feria anual del Libro y el Premio a la Excelencia Educativa. Por medio del Programa de Seguridad Eléctrica y Alimentaria, hemos brindado una respuesta a las necesidades de escuelas y comedores en Neuquén, Bariloche, San Juan y Salta.

### **Finalmente, un comentario sobre los programas de desarrollo de recursos humanos y capacitación técnica.**

La nuestra es una industria de riesgo. Para nosotros la seguridad está en primer lugar. Por eso tenemos un programa global para capacitar y recapacitar sobre seguridad. Adicionalmente, fijamos evaluaciones de desempeño anual para las 1200 personas, buscando determinar qué necesita cada persona. No tenemos programas "enlatados"; se dictan 30.000 horas de capacitación anuales para 1200 personas.

AES sostiene cinco valores que se respiran en todos lados: la seguridad primero; actuar con integridad; cumplir con nuestros compromisos; esforzarnos por la excelencia, y disfrutar de nuestro trabajo.

Como inversor AES es una empresa de largo plazo en todos los países en los que opera, y en cada uno de ellos piensa como local. Si estamos en un país, estamos para siempre. Por ejemplo, en 2009 invertimos \$ 120 millones en el mantenimiento mayor del ciclo combinado de AES Paraná, una de nuestras 9 plantas, trabajando con 450 técnicos argentinos. Somos los únicos en el país y, quizás en el mundo, capaces de desarrollar un trabajo como este con nuestra propia gente, y es la capacitación de personal la que nos permite hacer ese tipo de trabajo.

### **Si uno no está dispuesto a quedarse en un país, no hace esa inversión en capacitación de personal.**



CICLO DE CONFERENCIAS  
**Argentina Energética III**  
 Hacia una Matriz Energética sustentable

**ABRIL** LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA  
 ANÁLISIS ECONÓMICO  
 Lic. Luis Rotaeché

**MAYO** LA [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA  
 EN ARGENTINA  
 Lic. Juan Carlos Villalonga

OPORTUNIDADES EN LA CADENA DE  
 PROVEEDORES PARA LA GENERACIÓN  
 EÓLICA  
 Dr. Erico Spinadel

COGENERACIÓN Y DENDROENERGÍA  
 EN ARGENTINA  
 Ing. Eduardo León

**JUNIO** ESTADO ACTUAL Y PROYECCIÓN DE LAS  
 ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA  
 Dr. Jaime Moragues

PERSPECTIVAS PARA LA EFICIENCIA  
 ENERGÉTICA EN EL ÁMBITO LOCAL  
 Ing. Carlos Tanides

LA GEOTERMIA COMO RECURSO  
 ENERGÉTICO EN ARGENTINA  
 Ing. Luis Galardi

**JULIO** BONOS DE CARBONO: POSIBILIDADES  
 DE FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS  
 DE ENERGÍA  
 Ing. Mariela Beljansky

**INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA  
 "GENERAL MOSCONI"**

Información e inscripciones:  
[www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar) / [conferencias@iae.org.ar](mailto:conferencias@iae.org.ar)



**Segundas Jornadas sobre  
 Economía de la Energía  
 y Planificación Energética**

En el marco del Convenio de Cooperación suscripto oportunamente entre la Asociación de Profesionales del Agua y la Energía Eléctrica (APUAYE) y el IAE General Mosconi, durante el corriente año 2010 se desarrollarán las **SEGUNDAS JORNADAS SOBRE ECONOMÍA DE LA ENERGÍA Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA**, referidas a la **"ORGANIZACIÓN Y REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO"**.

Esta actividad integra el ciclo iniciado en el año 2009, en cuyo marco se realizaron entre Agosto y Diciembre en todas las Seccionales de APUAYE las **PRIMERAS JORNADAS SOBRE ECONOMÍA DE LA ENERGÍA y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA**, con una asistencia total superior a 400 profesionales de las distintas Regiones. Las exposiciones estuvieron a cargo de los Ings. Jorge E. Lapeña y Gerardo A. Rabinovich.

Seguidamente, les aportamos información sobre el Ciclo 2010:

**PROGRAMA Y PLANTEL DOCENTE**

- Director Académico: Ing. Gerardo Rabinovich
- Expositores: Ing. Rogelio H. Baratchart e Ing. Julio C. Molina

**TEMARIO**

- Organización y Economía de la Generación de Energía Eléctrica
- Regulación Económica de los Servicios Públicos de Electricidad.

**DESARROLLO**

Se realizarán en las Seccionales Noroeste (Tucumán); Cuyo (Mendoza); Litoral (Paraná); Sur (Cipolletti); Noreste (Corrientes); Buenos Aires y Córdoba, de acuerdo con un cronograma que se extiende de Abril a Octubre de 2010.

**Información:**

**APUAYE: ICAPE (Instituto de Capacitación Energética)**  
 Reconquista 1048 - Piso 1º - Ciudad A. de Bs. As.  
 Tel: 4312-1111 (int.144)  
 e-mail: [icape@apuaye.org.ar](mailto:icape@apuaye.org.ar)



## IMPSA terminó el montaje del mayor generador eólico fabricado en Argentina



En Enero de 2010 IMPSA completó el montaje del primer aerogenerador emplazado en la zona de Puerta de Arauco, unos 20 Km. al sur de la ciudad de Aimogasta, en la Provincia de la Rioja.

El UNIPOWER® IWP-83, de 2,1 MW, fue totalmente diseñado y fabricado en las instalaciones de IMPSA en Mendoza incluyendo las palas, la torre, el generador, el convertidor de frecuencia y los controles electrónicos. Este equipo es una obra tecnológica inédita en el país y empleó a 200 personas durante su fabricación. Se realizan diferentes pruebas en el equipo para su puesta en marcha final.

El proyecto en La Rioja comprende la provisión “llave en mano”, operación y mantenimiento del Parque Eólico de Arauco de una potencia base instalada de 25,2 MW. La obra, que consta de 12 aerogeneradores IMPSA IWP-83 de 2.1 MW, representa una inversión por parte de la Provincia de La Rioja de aproximadamente \$ 230 millones, incluido el IVA.

### Acerca de IMPSA

IMPSA, grupo multinacional fundado en 1907 en Mendoza, cuenta con más de 100 años de historia en soluciones integrales para la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables. Con más de 27.000 MW instalados, está presente en más de 40 países, con proyectos operando en los cinco continentes. Posee más de 7.000 empleados desplegados por el mundo que aseguran la calidad y excelencia de sus productos y servicios.

Pan American  
**ENERGY**

## Avanza el Programa Exploratorio Offshore en el Golfo San Jorge

Pan American Energy (PAE), comenzó con el análisis e interpretación de los datos obtenidos durante la campaña de registración sísmica 3D, llevada a cabo entre agosto y octubre de 2009 en las Áreas Centro Golfo San Jorge Marina (CGSJM) Santa Cruz y CGSJM Chubut, en el Golfo San Jorge.

Se prevé que para fines de 2010 podrá elaborar un ordenamiento de los prospectos considerados potencialmente más atractivos en cuanto a la posibilidad de identificar hallazgos comercialmente viables. Se realizó el relevamiento de una superficie marina de 1.700 kilómetros cuadrados, de los cuales 600 km<sup>2</sup> correspondieron a Chubut y otros 1.100 km<sup>2</sup> a la provincia de Santa Cruz.

El Programa prevé una inversión de riesgo de u\$s 80 millones para el primer período exploratorio, que finalizará en 2012. De ese total, se destinaron u\$s 25 millones a la primera etapa exploratoria, empleados para adquirir la registración sísmica, el procesamiento de los datos obtenidos y el reprocesamiento de otros 3.000 km<sup>2</sup> de Sísmica 2D ya existentes. La profundidad de agua en el área es de unos 80 metros en promedio.

**Pan American Energy (PAE)** es una empresa regional de exploración y producción de hidrocarburos, desarrolla actividades en la Argentina, Bolivia y Chile y su ámbito de actuación es el Cono Sur de Sudamérica.

En la última década PAE se ha consolidado como la segunda productora de petróleo y gas natural de la Argentina. Actualmente, la empresa aporta el 16% del petróleo y el gas natural que se producen en el país.

# Comunidad de intereses

¿Y si la lucha contra el cambio climático y la satisfacción de las necesidades energéticas fuesen inseparables?



Para Total, la satisfacción sostenible de las necesidades energéticas y el dominio del impacto ambiental de sus actividades son compromisos prioritarios e inseparables. Mediante la búsqueda de nuevos recursos fósiles y renovables (como la energía solar y la biomasa), el Grupo se esfuerza por alcanzar una mayor eficacia energética y optimizar sus procesos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Con su proyecto piloto de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la cuenca de Lacq (Francia), Total está desarrollando una tecnología innovadora para combatir el calentamiento global.

[www.total.com](http://www.total.com)



**Nuestra energía es suya**

**TOTAL**