

Precoloquio de IDEA

La problemática energética en el centro de la escena

Los hechos de la economía argentina desde inicios del año 2002 alteraron el funcionamiento de los sistemas de incentivos para el desarrollo de inversiones en el sector energético, necesarias para acompañar los incrementos de la demanda. La falta de una estrategia de largo plazo fue el tema central de la mesa redonda en el último precoloquio organizado por el Instituto para el Desarrollo Empresarial en la Argentina (IDEA) en la ciudad de Rosario, en la que participaron Daniel Montamat, Alejandro Sruoga, Luis Obeid, Aldo Ferrer y Oscar Vignart.

Con una hipótesis moderada de crecimiento económico del 3% anual, se necesita invertir un mínimo de dos mil millones de dólares por año, durante los próximos quince para satisfacer la demanda, algo que sólo sería posible con una recomposición de precios drástica tanto en el gas natural, crudo y derivados, electricidad y en el transporte y distribución.”

La afirmación de Daniel Montamat, ex secretario de Energía, durante el 41° Precoloquio organizado por IDEA en Rosario, contribuyó a reafirmar la sensación que hoy se percibe entre los empresarios del sector energético.

En su presentación, aseguró que en la actualidad la energía es un rehén de corto plazo. “La estrategia debería tener como eje el mercado energético regional y nuevos proyectos regionales. Es prioritaria la recomposición de reglas”, agregó.

La sanción inmediata de una nueva ley de hidrocarburos, el vencimiento de las concesiones actuales y la nueva oferta exploratoria con foco en las áreas de alto riesgo son los temas que, a simple vista, se destacan en el *upstream*. Según el ex funcionario, también es importante definir los plazos para la renegociación de los contratos en los segmentos de transporte y distribución de gas y electricidad. Además, destacó la importancia de restablecer las fuentes de financiamiento tanto de organismos internacionales como en el mercado de capitales doméstico.

Alejandro Sruoga, también ex secretario de Energía, se refirió a la situación energética actual y habló sobre las perspectivas de abastecimiento eléctrico en el mediano plazo y planteó algunos interrogantes para reflexionar: ¿existe capacidad ociosa para aplicar al incremento de demanda? ¿Hay incentivos suficientes para aumentar la capacidad instalada? ¿Cuáles son las expectativas para el período 2005-2007? ¿Cuál es el nivel de precios esperados?

Escenario crecimiento I. 3%. Precios menores y mayores

Inversión en gas natural

Transporte: ampliaciones planeadas

- 1,8MM m³/día para el **Gasoducto Norte**, 1MM m³/día para el **Centro-Oeste** y de 2,9MM m³/día para el **San Martín** y estarían listas para su utilización en junio de 2005. **Costo:** 400MMus\$

• Gasoducto San Martín

Primera etapa: 2,6MM m³/día, 2006, us\$ 120 millones,

Segunda etapa: 5,4MM m³/día, 2007, us\$ 200 millones

Tercera etapa: 8MM m³/día, 2008, us\$ 265 millones. Inversión total 585MMus\$.

- **GNEA. Gasoducto Nordeste-etapas** 10 MMm³/día, luego a 20 MMm³/día y más tarde a 30 MMm³/día. **Costo:** 680 MMus\$, 180 MMus\$ y 180 MMus\$, respectivamente.

- **Gasoducto Patagónico-Cómodoro Rivadavia a Cordillera (Neuquen, Río Negro y Chubut) + 1 millón m³ día-** 65,7 MMus\$

Escenario 1: se supone que con las expansiones previstas se garantizaría el transporte hasta el año 2015. Allí se genera un déficit de 30MM m³ día hasta el año 2020.

Su cobertura requiere 1400 MMus\$ adicionales de inversión.

Estimación gobierno	2090MMus\$
Inversión extra estimada	1400MMus\$
Total	3490MMus\$

Escenario crecimiento I. 3%. Precios menores y mayores

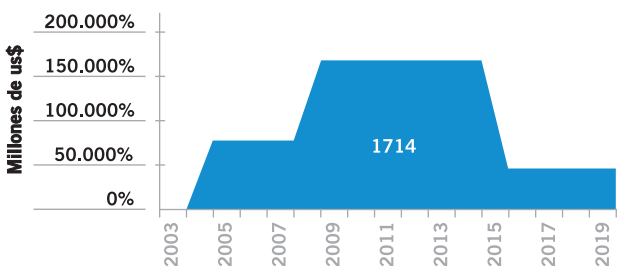
Inversión en gas natural

Distribución:

Conforme las estadísticas, se considera un costo histórico promedio por usuario de us\$ 780. Se estima una demanda potencial de 2.200.000 nuevos usuarios. Se supone la siguiente incorporación de usuarios:

Años	Nuevos usuarios por año
2005-2008	100.000
2009-2015	214.000
2016-2020	6.000

Inversión en distribución



Inversión en gas natural

Según el especialista, deberá evaluarse la envergadura de los cortes ineludibles si dentro de dos años la Argentina no puede poner en marcha una nueva central de ciclo combinado que aporte unos 1600 megawatts adicionales, algo que el Ministerio de Planificación aspira a concretar con fondos que les debe a las generadoras de electricidad. Claro que para alimentar esta usina es necesario garantizar la provisión del gas que amenaza con escasear, al menos que comience una era de explotaciones exitosas.

En el corto plazo vaticinó una pérdida de reservas y alta vulnerabilidad y dependencia de las variables del sistema. En el mediano plazo, una dependencia del proyecto de ciclo combinado impulsado por el gobierno. Como fortaleza de este proyecto señaló que existe acuerdo e interés de los privados en concretar la obra y el Estado aseguraría una parte del financiamiento, aunque advirtió que su debilidad mayor es que requiere gas y no hay certezas de dónde obtenerlo. “Además hay que financiar



Más de quinientos empresarios asistieron al Precoloquio de IDEA.

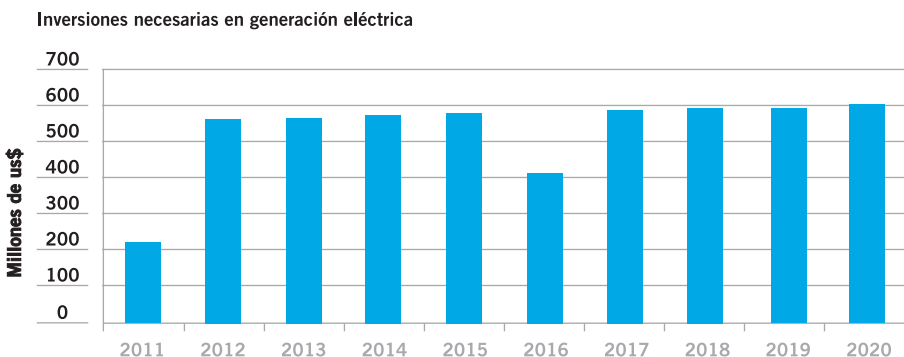
Escenario crecimiento I, 3%. Precios de gas menores

Inversión en energía eléctrica

Generación:

Total estimadas	5,424 MMus\$	12,053 MW	Gobierno nacional
Atucha II	472 MMus\$	690 MW	
Yacyretá-2006 elevación cota de 76m a 78m	190,4 MMus\$	350 MW	
Yacyretá-2007 elevación cota de 78m a 80,5m	164,3 MMus\$	200 MW	
Yacyretá-2008 elevación cota de 80,5m a 83m	191,7 MMus\$	850 MW	
Reparación 2° transformador de la C. H. Río Grande	2,23 MMus\$	370 MW	
Ciclo combinado	720 MMus\$	1.600 MW	

Total	7.164,6 MMus\$	16.113 MW
--------------	-----------------------	------------------



Inversión en energía eléctrica

Escenario crecimiento I, 3%. Precios de gas menores

Inversión en energía eléctrica

Transmisión:

Las inversiones previstas por el gobierno nacional alcanzarían para atender la demanda en el presente escenario:

- Línea de 500Kv Choele Choele, Puerto Madryn, 77,3 MMus\$.
- Ampliación corredor LAT Comahue, Buenos Aires, tramo Choele Choele/Olavarría, + 300 MW, us\$13,5 millones, 2005.
- Obras de mejora en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) con transformadores, capacitores y *shunt*, us\$ 19,4 millones, mitad en 2004 y mitad en 2005.
- Compensación *shunt* en corredor Rincón de Santa María a Salto Grande, NEA a GBAL, Primera Etapa, us\$6,8 millones, 2006.
- LAT 500 Kv, Sistema Transmisión Yacyretá, us\$100,7 millones, 2008.
- Quinta LAT Comahue, Cuyo, (Gran Mendoza, San Juan), us\$169 millones, 2008.
- LAT 500 Kv, Conexión NOA, NEA; us\$228,1 millones, 2008.
- LAT Puerto Madryn, Pico Truncado, Río Gallegos, us\$251,3 millones, 2008.

Inversión total: 866,1 MMus\$

una parte importante del proyecto y está pendiente la mecánica de comercialización”, añadió.

Por su parte Aldo Ferrer, director de Energía Argentina SA (Enarsa), sostuvo que la demanda de recursos de inversión equivale a menos del 10% de la inversión bruta fija prevista y destacó que entre las prioridades de la estatal Enarsa figura la búsqueda de reservas nuevas. Para ello “hay que crear estímulos para los concesionarios actuales y para nuevos actores”, sentenció el funcionario, quien asegura que la empresa también buscará negocios fronteras afuera.

El problema es que el plan exploratorio de asociación con Enarsa todavía no despierta interés entre los potenciales socios privados, como tampoco los seducen los estímu-



El tema central de la mesa redonda fue la crisis energética.

los fiscales ofrecidos a los exploradores de hidrocarburos. Según una fuente del sector, la devolución automática de IVA o la amortización anticipada de bienes de capital (que disminuye las ganancias impositivas del ejercicio) son alicientes básicamente eficaces para firmas exportadoras que no tienen cómo compensar el IVA que pagan por sus insumos, pero no tanto para afrontar el riesgo de explorar el subsuelo.

Luis Obeid, interventor del EPE Santa Fe, aportó una visión regional de la situación energética y enfatizó el rol de los estados provinciales. “Deben participar en el diseño del esquema de financiamiento, la toma de decisiones sobre cuáles son las obras a realizar, el cronograma de obras. Debemos ser capaces de revertir una política energética donde la región participó como espectadora. La región es un actor principal, debe tener un rol para garantizar sustentabilidad y se lo ganó por ser una fuerza conjunta alineada de producción y gobierno. Llevamos quince años con asimetrías fáciles de solucionar”, concluyó.