

Artículo publicado en Clarín. 03/09/06

Riesgo para el crecimiento

Energía: dos años para vivir con la capacidad al límite

La generación eléctrica está en el límite técnico. Las reservas de petróleo y gas son muy bajas y no hay inversiones en exploración.

Antonio Rossi.

La generación eléctrica funcionando al límite de su capacidad técnica, una doble caída de la producción y las reservas de petróleo y gas, importaciones crecientes de fueloil y gasoil, recorte de las exportaciones de gas, falta de inversiones, tarifas semicongeladas, contratos pendientes de renegociación y una suba constante de la demanda interna constituyen los aspectos salientes de la realidad que rodea al área energética

Un primer vistazo de la composición de la matriz energética del país muestra que la principal fuente de abastecimiento es el gas natural que aporta el 51% de la energía que se consume anualmente. A continuación se ubica el petróleo con el 36%, seguido por la hidroelectricidad que representa el 6%. El cuadro se completa con la actividad nuclear (4%) y las energías alternativas (como el carbón, el sol y la leña) que representan el 3%.

El suministro energético a los usuarios, a su vez, reconoce tres grandes proveedores: el sector gasífero, el sector petrolero y el sistema eléctrico

Una recorrida por cada uno de ellos permite vislumbrar las siguientes escenas:

Electricidad

De los tres grandes sectores que sustentan el suministro energético, el sistema eléctrico es el que presenta la situación más crítica. Una demanda interna que no cesa de crecer, la ausencia de inversiones privadas en el área de generación y una mayor dependencia del fuel oil y gasoil importado para cubrir la falta de gas constituyen los principales problemas que mantienen al sistema eléctrico en un estado de alerta permanente.

Pese a la postura oficial que busca relativizar la situación, los datos de la realidad ponen en evidencia que el sistema está funcionando al límite de su capacidad técnica y sin una reserva de protección que le permita atender cualquier evento inesperado.

La generación eléctrica se estructura de la siguiente manera:

", El 53% proviene de las centrales térmicas que pueden funcionar con gas, combustibles líquidos y carbón.

", Un 43% que llega desde las usinas hidroeléctricas.

", El 4% restante lo aportan las plantas nucleares.

Los especialistas y los empresarios del sector coinciden en destacar que hasta fines de 2008 el país afrontará un período crítico en materia de abastecimiento.

Para atender el aumento de la demanda industrial y residencial, se necesitan incorporar por año unos 1.000 MW de generación adicional. La última central térmica de gran porte (800 MW) que se entró en servicio fue la de Genelba a fines del año 2000. Desde ese momento, el consumo de energía subió más de un 30% sin que se haya ampliado el parque generador.

A diferencia del sector petrolero que puede cubrir su déficit por medio de importaciones, el sistema eléctrico tiene escasas posibilidades de acudir a ese camino alternativo.

Las compras externas de energía eléctrica se encuentran doblemente limitadas. En primer lugar, porque la única línea de interconexión existente con Brasil permite

transportar sólo unos 1.000 MW. La red había sido construída a mediados de los 90 para venderle electricidad a los estados del sur de Brasil. Y en segundo lugar, porque la posibilidad de importar depende de que sobre energía del otro lado, algo que no sucede durante la mayor parte del año

Si bien la capacidad instalada total supera los 22.000 MW, por razones técnicas y estacionales el promedio de la oferta de disponible se ubica en 18.000 MW. El último récord de demanda de potencia registrado el 31 de julio alcanzó los 17.395 MW y quedó muy cerca del límite técnico que puede cubrir el sistema de generación antes de entrar en default.

Por el lado del sector térmico, las dos centrales de ciclo combinado de 1.600 MW que se financian con el Foninvemem -el fondo creado con las deudas que el Estado tiene con los generadores- todavía no fueron adjudicadas. Por más que las obras arranquen mañana, la construcción y puesta a punto llevará, como mínimo, dos años. A eso se suma otra cuestión clave que está sin resolver: de dónde provendrán los 6 millones de metros cúbicos diarios que necesitan para alimentar a las nuevas usinas .

En el área hidroeléctrica, las obras de ampliación de Yacyretá y la construcción de la central de Aña Cuá que inicialmente iban a concluirse entre 2007 y 2008 no estarán listas para antes de 2010. Por esta vía se prevé elevar de 1.700 a 3.000 MW la potencia instalada de Yacyretá.

En tanto, los emprendimientos binacionales de Garabí (Brasil) y Corpus (con Paraguay) aún están en etapa de estudios y no tienen una fecha cierta de licitación.

Por el lado del sector nuclear, habrá que esperar hasta la celebración del bicentenario de la Revolución de Mayo para contar con una nueva central. La terminación de Atucha II -anunciada al lanzar el nuevo Plan Nuclear -está agendada para mediados de 2010. La usina emplazada en la provincia de Buenos Aires ya lleva 26 años de obras y cuando se inaugure aportará al sistema una capacidad de 750 MW.

Con el parque actual de las centrales térmicas se registra un inconveniente operativo. Como el gas no alcanza para abastecer a las usinas, desde el año 2004 debe recurrir a la importación de fuel oil y gasoil. En 2004, se trajeron de Venezuela 850.000 toneladas de fuel oil y unas 80.000 de gasoil. Al año siguiente, se ampliaron las compras a otros proveedores y se importaron 1,2 millones de toneladas de fuel oil y cerca de 400.000 de gasoil para las máquinas térmicas.

Para este año, se prevé importar casi 1,5 millones de toneladas de fueloil y 1.00.000 de gasoil que implicarán un sobre costo energético cercano a los 2.500 millones de pesos.

Petróleo

Las estadísticas del sector de hidrocarburos muestran que el país afronta desde hace siete años un marcado descenso en la producción de petróleo.

La producción de crudo descendió de 49 millones de metros cúbicos en 1998 a 38 millones de metros cúbicos el año pasado, un 5% menos que el total de 2004.

En el primer semestre de 2006 hubo otra baja del 3% respecto al mismo período de 2005. De haber exportado 19 millones de metros cúbicos de crudo y combustibles en 1998, las ventas externas bajaron en 2005 a 6,5 millones.

Los grandes números del sector ponen en evidencia que se están explotando casi la misma cantidad de pozos que hace once años y que no se descubrieron nuevas áreas para incrementar las reservas y la producción.

La caída de las inversiones en el área de exploración, que había arrancado en 1998, entró en tobogán a partir de la crisis de fines de 2001. En 1995, las petroleras invirtieron en la apertura de 165 pozos exploratorios. Una década después, los recursos desembolsados para buscar petróleo solo alcanzaron para unos 25 pozos. Las reservas de petróleo, tras haber alcanzado su valor máximo en 1999 con 488,28 millones de metros cúbicos, vienen cayendo en forma sostenida y en el último año se ubicaron en torno de los 380 millones de metros cúbicos. Esa declinación empeoró la relación entre las reservas y la producción. De haber alcanzado un horizonte de

reservas de petróleo equivalente a casi 20 años de consumo a mediados de los 90, se llegó ahora a un nivel de reservas que promedia los 8 años.

Tras haber alcanzado el autoabastecimiento en 1988 y luego de sumarse al lote de países exportadores en 1992, la Argentina se encamina a ser un importador pleno de petróleo en un plazo que oscila entre 2 y 3 años.

Los especialistas consideran que, si se mantiene la doble combinación dada por la reducción de la producción y el incremento de la demanda local de combustibles, la pérdida del autoabastecimiento petrolero llegará entre 2008 y 2009. Por su parte, el consumo interno de combustibles registró un crecimiento del 20% respecto a 2003. En este escenario, la aparición de Enarsa-la empresa estatal creada para actuar en todos los negocios energéticos-aportó poco y nada y hasta ahora su utilidad teórica no se ha visto plasmada en la realidad.

Para subsanar la caída de las inversiones, el Gobierno remitió al Congreso el año pasado un proyecto de ley que prevé el otorgamiento de una serie de beneficios e incentivos fiscales para aumentar tanto la exploración, como la explotación de hidrocarburos, pero todavía no se trató.

Gas

La situación límite que presenta el sector gasífero se asienta en cinco factores clave: la producción que parece haber alcanzado su techo; una capacidad de transporte insuficiente; la demanda interna creciente; una marcada caída de las reservas y escasas inversiones en exploración.

Impulsada por la recuperación industrial y la incorporación de nuevos consumidores (como los vehículos a GNC), la producción de gas no paró de crecer desde 1988. De casi 19.000 millones de metros cúbicos a fines de la década del 80, la producción gasífera saltó a más de 52.000 millones en 2004. El ritmo ascendente se cortó el año pasado, cuando por primera vez la producción de gas descendió un 1,4%. Este año se proyecta una producción similar o ligeramente menor a la registrada en 2005.

El marcado incremento de la producción llevó a la Argentina a convertirse en exportador regional de gas, alcanzando el pico de los despachos en 2003 con una venta equivalente al 13% de la producción total.

Los problemas serios de abastecimiento afloraron en los primeros meses de 2004, cuando la mayor demanda industrial y residencial no fue acompañada por una suba acorde de la producción y capacidad de transporte. Para cubrir el bache, el Gobierno adoptó dos medidas de urgencia. Por un lado, volvió a importar gas de Bolivia. Y por otro lado, recortó los envíos a Chile. Estas decisiones que parecían transitorias se ampliaron en 2005 y van camino a profundizarse.

Las importaciones de Bolivia pasaron de 4 millones de metros cúbicos diarios a 7,7 millones. Y cuando se construya el gasoducto del Nordeste está previsto que salten a 27 millones.

De tener un horizonte de reservas equivalentes a 38 años de producción a fines de la década del 80, se pasó a un nivel de reservas de 9 años en 2005.

A su vez, las inversiones en exploración-que nunca fueron espectaculares-experimentaron una abrupta caída a partir de los últimos años de la década del 90. Pasaron de 100 pozos nuevos entre 1990/97 a un promedio de 25 en los dos últimos años.

Actualmente las estadísticas señalan que se está perforando la menor cantidad de pozos de desarrollo y exploración de gas de las últimas tres décadas. En vez de apuntalar las inversiones en exploración, las petroleras -ante la falta de incentivos por el lado de los precios- se limitaron a mejorar los métodos de extracción de los pozos en actividad.

En materia tarifaria, desde 2003 hasta ahora el Gobierno sólo autorizó una recomposición selectiva del valor del gas para los medianos y grandes usuarios. Tras ese ajuste en el precio, los productores locales pasaron a embolsar, en promedio, 1,50 dólares el millón de BTU frente a los 5 que ya se está pagando por el gas que ingresa

de Bolivia.

Los problemas de suministro que genera la producción limitada de gas se ven agravados por el cuello de botella que se registra por el lado del transporte.

Frente a una demanda promedio que trepa en los días pico a 140 millones de metros cúbicos, la red de gasoductos puede transportar como máximo 126 millones. Las ampliaciones de los gasoductos que estaban a cargo de las transportistas privadas (TGN y TGS) quedaron frenadas a fines de 2001 a la espera de la renegociación de la concesión.

La única ampliación de 4,7 millones de metros cúbicos que se concretó en 2005 fue impulsada por el Gobierno que le trasladó el costo a los grandes y medianos usuarios mediante un "cargo tarifario". Con igual esquema, el Ministerio de Planificación lleva adelante otra ampliación de 20 millones de metros cúbicos que deberá estar lista para 2008.

En tanto, el Gasoducto del Noreste -la obra emblemática que habían lanzado el Gobierno y el grupo Techint a fines de 2003 para asegurar el abastecimiento- sigue pendiente de lo que pase con la certificación de las reservas que aún debe efectuar Bolivia para garantizar el envío de 20 millones de metros cúbicos diarios por 20 años. Por el lado de las privatizadas, salvo Gas Natural BAN, el resto de las 10 operadoras que transportan y distribuyen gas tienen sus contratos sin renegociar desde 2002. Sin embargo, a pesar de que tiene el nuevo contrato aprobado por decreto, Gas BAN no consiguió la autorización oficial para aplicar los aumentos pactados en la renegociación.

Remedios urgentes

Para asegurar el abastecimiento en el corto plazo, el Gobierno implementó un paquete de medidas destinado a sumar toda la potencia instalada sin utilizar que esté disponible en el mercado. Las acciones encaradas apuntan a estimular a las industrias con capacidad de generación propia para que modernicen sus máquinas y ofrezcan al sistema el remanente disponible.

Para esto, el Gobierno se comprometió a otorgar líneas especiales de crédito por medio del Banco Nación y a reconocerle a los nuevos generadores una remuneración que incluirá los costos operativos y una rentabilidad razonable. En la Secretaría de Energía estiman que por esta vía se podrían sumar al sistema cerca de 1.000 MW de generación adicional en el transcurso de un año si los grandes usuarios optimizan la producción de sus máquinas.

Otra medida de urgencia en marcha prevé la repotenciación de usinas provinciales ubicadas en los centros de consumo que enfrentan los mayores riesgos de fallas e interrupciones del suministro. Son centrales antiguas que funcionan y a las cuales se busca ampliar con el agregado de nuevas turbinas. El primer acuerdo se firmó con la provincia de Córdoba para repotenciar y modernizar en dos años las usinas Pilar y Sudoeste que agregarán unos 450 MW al sistema. En las próximas semanas, se definirán otros dos convenios similares para ampliar algunas centrales bonaerenses y la usina santafesina de Sorrento.

Para el NOA, el Gobierno cerró un acuerdo con la empresa AES para "engancha" al sistema nacional una de las máquinas de 230 MW que tiene la central Termoandes. Esta usina fue construida en los 90 para despachar energía al mercado chileno. Pero ahora, se volcará al mercado local.

Otra iniciativa en estudio prevé la conversión de las centrales de ciclo abierto a ciclo combinado (que aprovechan el vapor y son más eficientes). Así, se sumarían unos 400 MW extra de la usina tucumana de Pluspetrol y la central neuquina Loma La Lata que opera Total.

Si el consumo se desboca antes de que aparezcan los resultados de estas acciones, en Energía ya tendrían en carpeta una serie de medidas que incluirían la limitación de los espectáculos nocturnos, adelantar el cierre de los comercios y el cambio del huso horario en el verano.