

Evaluación de riesgos de mediano y largo plazo

El funcionamiento del sistema eléctrico argentino permitió cubrir los aumentos de la demanda y quedó una reserva que permitiría enfrentar el futuro cercano si se contara con una disponibilidad similar a la histórica. Sin embargo, las condiciones económicas y financieras del sector no permiten asegurar que se tenga un funcionamiento natural que permita cubrir los requerimientos futuros a un costo sustentable. Para el período 2005-2015 el esquema presentado por Cammesa indica escenarios posibles respecto de este futuro cercano, en función del desarrollo y de las condiciones en que se desenvuelva el sector.

Con respecto a los años 2006 y 2007, el informe de Cammesa destaca que el aumento esperado de la demanda y la falta de ingreso de nueva generación reducirán la reserva disponible, con el consecuente agravamiento progresivo de la situación de abastecimiento. Como resultado, en dichos años los niveles de riesgo exceden los valores considerados aceptables, con probables fallas por falta de energía que, con su continuidad y profundidad, resultarían muy difíciles de administrar.

El presente informe de "Evaluación de riesgos en el mercado mayorista" es una síntesis y actualización del presentado en enero de 2004 y tiene como objeto analizar el mediano y largo plazo en la búsqueda de riesgos estructurales en la operación del sistema, para facilitar la búsqueda de soluciones alternativas a los problemas en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y para su decisión por los organismos competentes.

En este informe se incluyó una evaluación global de las conclusiones del primero, con el fin de revisar metodologías y criterios e identificar aspectos a mejorar en el modelado. Además, se incluyen una serie de datos y figuras de la evolución de las variables más relevantes del funcionamiento del sistema y de su impacto en el mercado y un análisis de los incrementos de oferta de generación necesarios para la readaptación del mercado eléctrico mayorista hacia el año 2007, de acuerdo a lo requerido por la Secretaría de Energía en la resolución SE 1427/2004. En este análisis se evalúan, bajo diferentes ópticas de análisis, las ampliaciones de oferta sobre la base de distintos escenarios de incorporación de ciclos combinados.

Respecto de la evaluación de riesgos durante los años 2005-2007, el objeto del informe es analizar, entre los múltiples escenarios posibles, el abastecimiento de la demanda a nivel nacional y regional, en base a la proyección de comportamientos históricos y con la consideración de una evaluación crítica de análisis previos.

Dichos escenarios se modelan y simulan, y de las simulaciones se obtiene una estimación de consumo de combustibles y los costos y precios del mercado para los próximos años. Así mismo, se evalúan los niveles de reserva y se estiman los riesgos de abastecimiento de la demanda prevista. Para la evaluación del período 2005-2007 se analizan diversos escenarios en base al modelado del MEM, principalmente al considerar distintos crecimientos de la demanda de energía y diferentes condiciones de disponibilidad de gas para centrales eléctricas. Para realizar la evaluación de los incrementos de oferta necesarios para readaptar el MEM, se simula el funcionamiento del sistema en el año 2007, se incorporan distintos módulos de ciclos combinados adicionales y se analiza el impacto al considerar los criterios de análisis operativos y económicos.

Riesgo vs. incertidumbre

En todo análisis prospectivo se procura contar con información que permita evaluar las condiciones de funcionamiento de un sistema para diferentes escenarios, por lo que en general, se obtienen indicadores medios y para distintas probabilidades. Sin embargo, y en particular cuando se quieren identificar riesgos futuros, existen situa-

ciones que pueden alterar en forma significativa el futuro pero a las cuales no se les puede asignar una probabilidad determinada, dada su singularidad.

El presente informe se limita a realizar análisis y evaluaciones respecto de comportamientos futuros basados en el modelado de las condiciones esperadas al partir de comportamientos históricos. En consecuencia, las simulaciones excluyen eventos como los mencionados dada su indeterminación.

Como marco de referencia, se indican definiciones de riesgo e incertidumbre, palabras que permiten encuadrar los conceptos antes señalados.

Se define como riesgo a "la posibilidad de pérdida o lesión; peligro". Se dice que el riesgo está presente cuando los eventos futuros ocurren con probabilidad mensurable.

Se define como incertidumbre a un hecho "indefinido, indeterminado" y se dice que está presente cuando la probabilidad de los eventos futuros es indefinida o incalculable. En suma, las evaluaciones realizadas surgen de la simulación del funcionamiento del sistema para distintas condiciones previsible. Entonces, los eventos futuros inciertos, ya sean de orden macroeconómico o técnico no fueron considerados, lo que no implica negar el impacto significativo que pueden tener de ocurrir sobre el sistema analizado. Para los valores económicos, se utilizó una tasa de cambio de referencia de \$3/us\$.

Abastecimiento 2005-2007 Nacional MEM

Para realizar la evaluación del funcionamiento esperado del sistema en el período 2005-2007 se simularon diferentes escenarios de disponibilidad de gas y de demanda. Los principales resultados evaluados son:

- requerimiento de consumo de combustibles;
- costos de operación;
- precios según resolución SE 240/2003;
- fallas.

Esta evaluación de riesgos en el mercado eléctrico parte de un escenario con crecimiento macroeconómico para los próximos años, con el consecuente aumento asociado de la demanda de energía eléctrica. Las variantes seleccionadas para su crecimiento anual son del 5% y el 7% en promedio para el trienio 2005-2007, con un crecimiento del PBI supuesto de 4%-5% de acuerdo a estimaciones oficiales/privadas.

En la siguiente tabla se muestran los crecimientos anuales para ambos casos:

Demanda MEM	2005	2006	2007
Crecimiento 5%	6,6%	4,2%	4,2%
Crecimiento 7%	7,6%	6,8%	5,9%

Combustibles

Respecto del gas, se suponen diferentes escenarios basados en una oferta similar a la del año 2004 (verano, 34Mm³/d; invierno, 15/20 Mm³/d) con las siguientes variaciones:

- 1) Actual: se dispone de 2Mm³/d adicionales en verano a partir de noviembre de 2005, como resultante de ampliaciones de gas firme para usos no eléctricos o disponibilidad de producto adicional.
- 2) Actual mejorado: se dispone de gas firme en las centrales en zona de producción (NOA y COM) a partir del año 2006, con la recuperación aproximada de 500MW medios no utilizados durante 2004 por falta de producto.
- 3) Bueno: se dispone de 6Mm³/día de gas firme para uso eléctrico a partir del año 2006.
- 4) Malo: en una situación de falta de ampliaciones e inversiones, se simula sobre el caso actual una caída de 4Mm³/día durante el verano y 2Mm³/día durante el invierno.

Es necesario en el menor plazo posible (imprescindible, 2006) disponer de gas asegurado para centrales cercanas a boca de pozo y sin combustible alternativo. Durante el año 2004 esas centrales tuvieron una potencia no disponible media del orden de los 500MW. Desde lo conocido hasta la fecha, el 2007 es un año donde las exigencias sobre el sistema eléctrico superan sus condiciones estructurales. Una política de gestión de demanda y ahorro energético del orden del 10% atrasaría los riesgos y aliviaría los costos.

Precios de combustibles

Los precios del combustible gas siguen el sendero de precios establecido hasta julio de 2005 y sólo a los fines simulativos se suponen aumentos de alrededor de un 40% en los costos variables de combustible a partir de enero de 2006. Como referencia, el precio medio del gas para ciclos combinados del Gran Buenos Aires alcanzaría, a partir de enero de 2006, un valor del orden de los 66us\$/Dm³. Respecto de los combustibles líquidos y carbón, se supone el mantenimiento de valores similares a los del año 2004.

Disponibilidad del parque generador

Se supone que se mantendrá la disponibilidad histórica del parque generador, dado que no hay claridad sobre un cambio de tendencia, aunque esta hipótesis podría consi-

derarse algo optimista.

No obstante, en el caso de funcionar con combustible alternativo se limitó a alrededor de 2000/2500MW medios la generación total continua con fueloil y a 600MW la generación continua de Ciclo Combinado con GO.

Resumen de escenarios

En síntesis, las características de los diferentes escenarios son las siguientes:

- **Base actual**

Demanda: 5%; gas: similar 2004 (verano 34Mm³/d; invierno 15/20Mm³/d) + 2Mm³/día verano 2005-2006 y 2006-2007.

- **Base actual mejorada**

Demanda: 5%; gas: base actual + gas firme en centrales en boca de pozo a partir de 2006.

- **Bueno**

Demanda: 5%; gas: base actual mejorada + 6Mm³/día a partir de 2006.

- **Malo**

Demanda: 7%; gas: base actual - 4Mm³/día en verano y 2Mm³/día en invierno desde 2005.

Requerimiento de consumo de combustibles

El principal combustible utilizado en la generación térmica es el gas natural, que presenta restricciones a su disponibilidad focalizada principalmente en los meses de invierno. En esas condiciones, que dependen de la temperatura y del grado de firmeza de cada oferta de gas, los faltantes son cubiertos mediante el uso de la capacidad disponible en los embalses y, de ser necesario, por combustibles líquidos alternativos (FO y GO) de costo superior al del gas. En las simulaciones no se consideró la eventual disponibilidad de gas nominado (resolución 659/04) o la importación de Brasil, por lo que los valores físicos de consumo de combustibles líquidos podrían ser reemplazados eventualmente por estos recursos.

Se observa que para mantener valores medios de consumo similares a los del año 2004, hasta el año 2007, resultaría necesario disponer de gas adicional (6Mm³/día) a partir de 2006 (caso bueno). Respecto del caso malo, la gestión de combustibles sería extremadamente exigente y de difícil cumplimiento. El volumen total de gas para adecuarlo a 1Mton/año, similar a lo sucedido durante 2004, sería del orden de los 12Mm³/d.

Entre el 20% y el 30% de los miles ton/año equivalentes corresponden al carbón y DO.

Para una mejor observación, en la figura de la página siguiente se comparan los valores tabulados.

Para el caso de FO en particular, a continuación se grafican las monótonas de consumo, que permiten describir la variabilidad del requerimiento de dicho combustible para las distintas condiciones simuladas (hidro, demanda, temperaturas, etc.) y se presentan junto al valor medio anual y los valores de referencia de 1992 y 2004, para los escenarios bueno y malo.

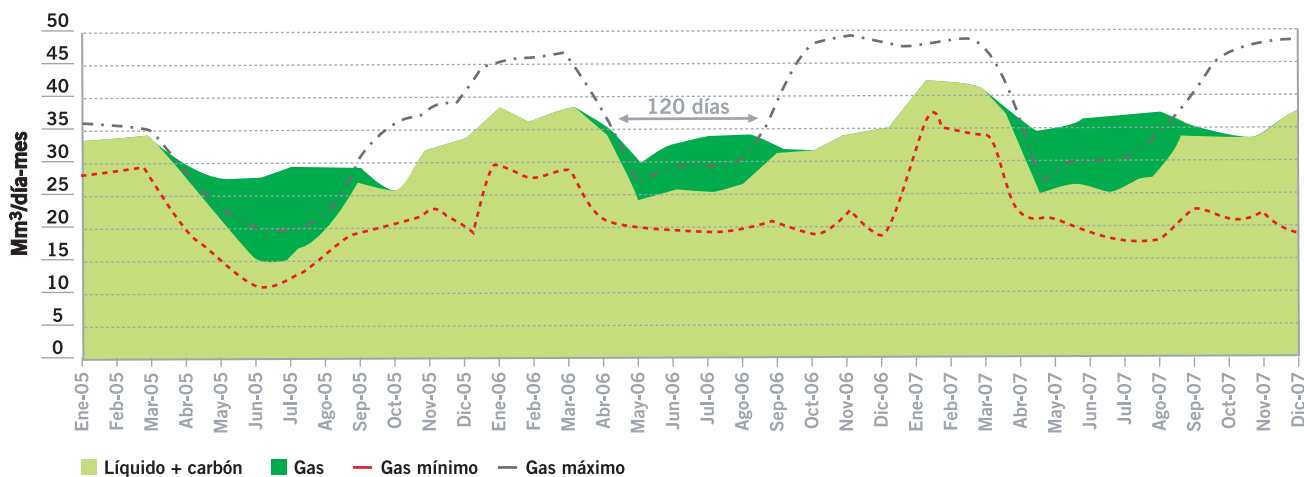


Figura 1. Escenario bueno. Consumo mensual medio gas natural y líquido

Reservas. Fallas. Riesgo de abastecimiento

Durante el año 2004, la pérdida imprevista de disponibilidad por falta de gas hizo necesario en el 10% o más de los días recurrir a la totalidad de la reserva fría en CC y TV para cubrir la generación no disponible por falta de combustible, afirmándose con esto que el gas es la variable crítica para el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

El aumento esperado de la demanda y la falta de ingreso de nueva generación reduciría en forma relativa la reserva disponible, aumentando la probabilidad y profundidad/duración de la falta de capacidad para cubrir este tipo de eventos. En caso de empeorar la disponibilidad del parque térmico o de la oferta de gas para generadores sin combustible alternativo, estos riesgos se acentuarían.

En la figura 1 se indica una proyección de la reserva

fría en las horas pico en TV y CC para los próximos años en función de los escenarios analizados y su comparación con la real de 2004. Se observa que el nivel de reserva en el invierno del año 2007 no sería suficiente para cubrir una pérdida de oferta por falla de transporte o de generación importante.

En la figura 2 se muestra la evolución de la reserva energética térmica media mensual para el caso base y distintas probabilidades de excedencia.

La reserva se calculó en base a la simulación realizada al considerar la potencia remanente no despachada en grupos térmicos y con combustible disponible. Los niveles más bajos se encuentran en las semanas de invierno.

Conclusiones

- El gas es la variable crítica para el funcionamiento del sistema eléctrico. Como es un mercado poco transparen-

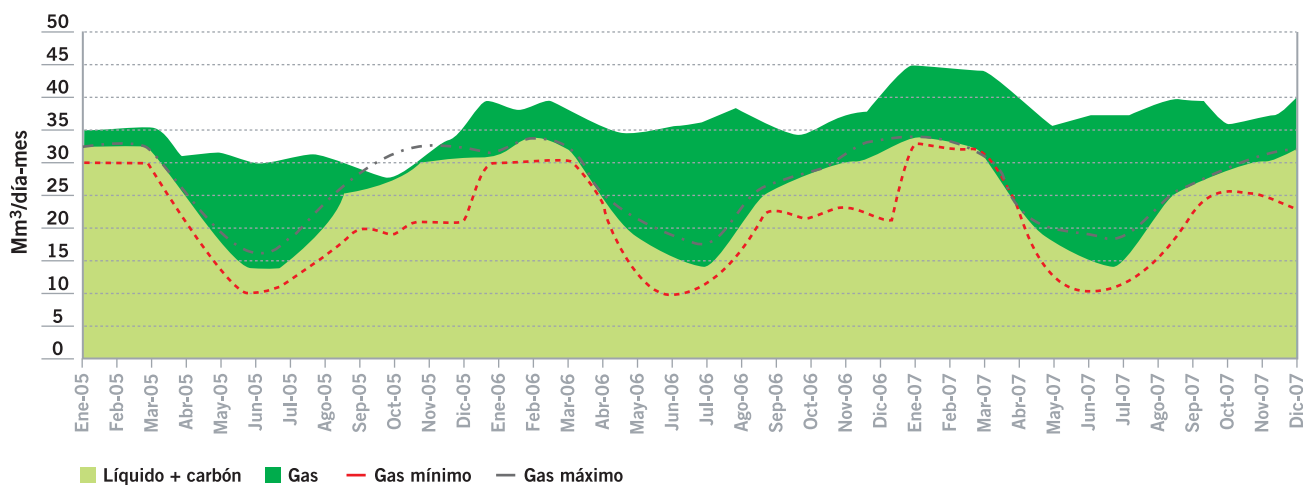
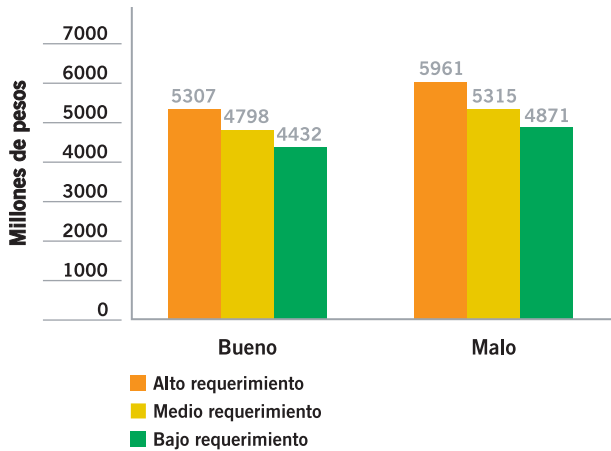


Figura 2. Escenario malo. Consumo mensual medio gas natural y líquido



Costos anuales de operación vs. requerimiento térmico. Año 2005

te, todavía se dificulta predecir sus comportamientos.

- La eventual disponibilidad de gas adicional permite disminuir los riesgos del sistema.
- Los niveles de falla para el año 2005 podrían estar en el límite de valores "aceptables" si se mantienen o toman algunas decisiones.
- El sistema está preparado en forma estructural desde el punto de vista eléctrico para cubrir el aumento de la

demanda en el corto plazo (2005, bajo hipótesis de no convocatoria de Brasil y sin inconvenientes significativos de suministro de combustible) pero requiere:

- que, al menos, se mantenga la disponibilidad de máquinas y combustible (gas) histórica-2004;
- asegurar el abastecimiento de FO y GO para cantidades iguales o superiores a las del año 2004;
- contar con gas nominado (resolución SE 659) e importación desde Brasil para reducir los riesgos ante situaciones críticas de abastecimiento;
- en el menor plazo posible (imprescindible, 2006) es necesario disponer de gas asegurado para centrales cercanas a boca de pozo y sin combustible alternativo. Durante el año 2004 esas centrales tuvieron una potencia no disponible media del orden de los 500 MW;
- contar con 6Mm³/día firmes adicionales a los del año 2004 más gas boca de pozo para centrales eléctricas mantendría al año 2006 en niveles de riesgo acotados;
- desde lo conocido hasta la fecha, el 2007 es un año donde las exigencias sobre el sistema eléctrico superan sus condiciones estructurales;
- una política de gestión de demanda y ahorro energético del orden del 10% atrasaría los riesgos y aliviaría los costos;
- cualquier anticipo en el tiempo, aunque sea parcial, del aumento previsto de la cota de Yacyretá redundaría en un beneficio operativo y económico significativo. ■