

Gas, electricidad y el transporte

La interacción gas-electricidad ha sido un tema de análisis de importancia creciente en los últimos años. En el 4° LACGEC (Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad) realizado en Río de Janeiro en abril de este año, un panel se dedicó a la discusión sobre la "Competencia o complementariedad de los mercados de gas y electricidad". Este artículo resume una de las presentaciones realizadas con reflexiones sobre tres aspectos clave de la relación entre el gas y la electricidad: la competencia, la complementariedad y el transporte de energía, enfocada a ordenar la visión conceptual sobre las posibilidades de interacción entre estos mercados. Explorar el alcance de la interacción entre los mercados del gas natural y la electricidad, que en conjunto concentran el 35% del consumo de energéticos secundarios en el mundo y más del 50% en la Argentina, permite adquirir una visión global y entender el sector más dinámico del mercado de energía.



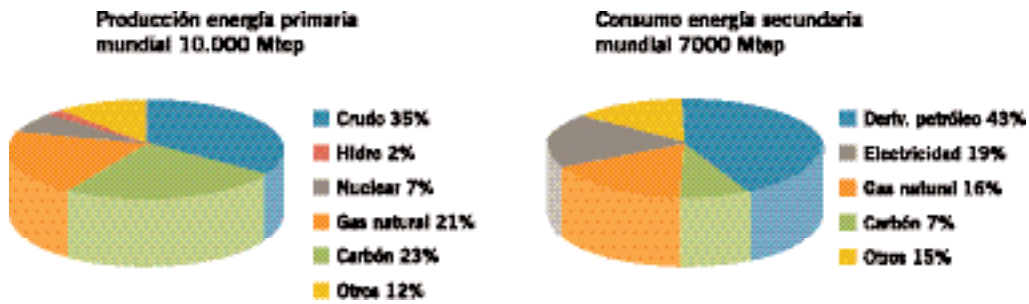
Por **Hugo Carranza**,
Total Gas y Electricidad Argentina

Competencia o complemento

Los dos primeros aspectos de nuestra reflexión procuran determinar si el gas y la electricidad compiten o se complementan y de qué manera.

El gas natural tiene una presencia creciente en la oferta mundial de energía. Con reservas mundiales probadas de 160.000 Gm³ y niveles de producción neta de 2630 Gm³/año, mantiene una relación reservas/producción de sesenta años.³

El consumo energético final de gas natural está orientado, en la mayor parte de los casos, a la producción de calor para uso industrial, calefacción, higiene, cocción en los sectores industriales, residenciales y comerciales. También tiene un uso creciente para consumo final en transporte automotor mediante el Gas Natural Comprimido (GNC).



Alrededor de un tercio del gas natural consumido en el mundo y en la Argentina se utiliza como combustible para generación de energía eléctrica, abasteciendo indirectamente un sector de consumo energético final a través de la electricidad.

La generación de energía eléctrica es una alternativa creciente para el gas natural, en particular para los nuevos mercados en desarrollo entre las latitudes 35° Norte y 35° Sur, donde la demanda para otros usos puede no ser tan importante.

Otros usos del gas natural conocidos como GTL (*Gas to Liquids*) son alternativas de comercialización adicional que compiten en el mercado de combustibles líquidos.

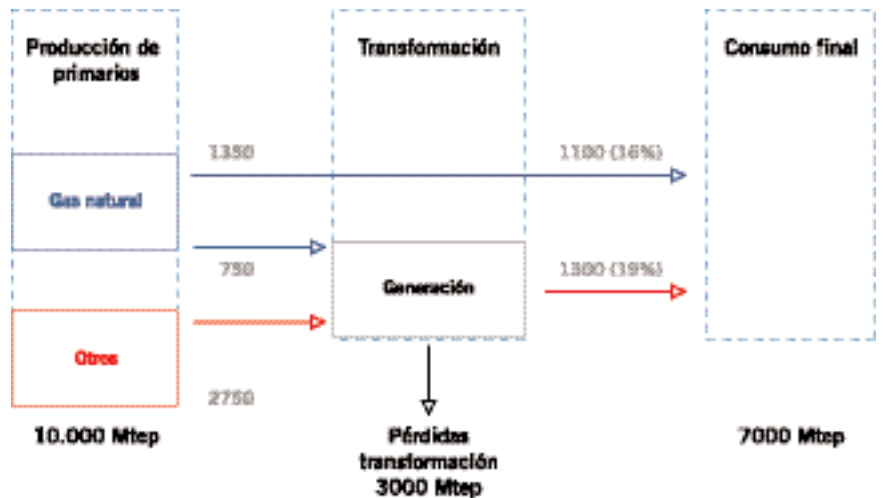
De acuerdo con la información estadística disponible, el mundo con seis mil millones de habitantes produce 10.000 Mtep de energía primaria, compuesta por petróleo crudo (35%), carbón (23%), gas natural (21%), nuclear (7%), hidroenergía (2%) y otros energéticos (12%).⁴

Los energéticos primarios son transformados en secundarios mediante los llamados procesos de transformación, entre los cuales se destacan: la refinación mediante la cual se obtienen los derivados de petróleo y la generación de energía eléctrica que transforma energéticos primarios o secundarios en electricidad.

El consumo final mundial es de 7000 Mtep; la diferencia con el primario son, principalmente, las pérdidas en los procesos de transformación. Los energéticos secundarios utilizados son: derivados de petróleo (43%), electricidad (19%), gas natural (16%) y carbón (7%). Los sectores de usuarios finales que los consumen son los siguientes: industrial (31%), transporte (26%) y otros (43% –incluye a residencial y comercial–).

El gas natural, cuya producción anual es de 2100 Mtep, destina 750 Mtep para producir aproximadamente 2800 TWh anuales de electricidad (toda Latinoamérica produce alrededor de 900 TWh).

En nuestro país, a pesar de las diferencias de escalas y de porcentajes de participación de energéticos, algunos conceptos se mantienen: la Argentina es hidrocarburífera, produce aproximadamente 85 Mtep, de los cuales 92% son petróleo y gas, exporta 15 Mtep de petróleo y 5 Mtep de gas natural y



consume los 65 Mtep restantes que luego del proceso de transformación se convierten en 42 Mtep de consumo final.

Este consumo final está compuesto por gas natural (37%), derivados de petróleo (35%) y electricidad (16%) y muestra una fuerte incidencia del gas natural en el consumo final.

En resumen, existe una clara competencia entre el gas y la electricidad a nivel de consumo final para la producción de calor. Esta competencia es ligeramente favorable a la electricidad en el mundo y fuertemente al gas natural en la Argentina, esencialmente por el grado de desarrollo del mercado local de gas natural y la gran disponibilidad del recurso.

La electricidad conserva un dominio exclusivo sobre el consumo final en iluminación, comunicaciones, equipamiento electrónico, etc., donde no existe competencia posible.

Por otra parte, se puede identificar una complementariedad entre el gas y la electricidad: el 30% de la producción de gas se utiliza como combustible para la generación de energía eléctrica, superando otros energéticos por economía, confiabilidad y mejor calidad ambiental soportando 18% de la generación en el mundo y el 50% en la Argentina.

En conclusión: el gas natural, por un lado, compite con la electricidad en el mercado final y, por otro lado, se complementa en la producción de energía eléctrica.

El transporte de energía

Otro aspecto de este análisis se refiere al transporte de la energía, sea gas o electricidad, y es importante detenerse en este tema para evitar algunas confusiones conceptuales. La

necesidad de transportar energía surge de la separación física entre la oferta y la demanda, si bien en algunos casos se puede elegir dónde localizar la oferta (por ejemplo, en la generación termoeléctrica no hay alternativas para la generación hidroeléctrica o la producción de gas natural).

Para una mejor comprensión del fenómeno de transporte definiremos la magnitud de referencia en el transporte de energía como la **cantidad transportada T**, que será siempre el producto de:

$$T = \text{Energía (J)} \times \text{distancia (m)}$$

Su unidad de medida es el Joule –metro, aunque por tradición o restricciones técnicas del producto energético transportado se usen otras unidades–.

Lo que se transporta y se vende, lo que da escala, la estimación, la inversión requerida, los costos del transporte, serán siempre función de **T (J.m)**, cada producto energético tiene su gama de tecnologías, su economía de escala y su viabilidad técnica y comercial.

En general, los yacimientos de gas se encuentran alejados de los centros de consumo haciendo que el transporte adquiera una importancia económica a veces superior a la producción.

Según la ubicación de los yacimientos y la escala de los mismos, distintas alternativas de transporte y comercialización se utilizan para hacer más competitiva la oferta de gas natural:

- Gasoductos: es la alternativa más utilizada por confiabilidad y economía en ambientes terrestres (*onshore*) y marítimos (*offshore*). El 95% de la producción total y el 73% del comercio internacional se transporta por gasoductos.
- Gas Natural Comprimido (GNC-CNG): es utilizado cuando por economía de escala no se justifica la construcción de un gasoducto para el abastecimiento de pequeños consumos aislados.
- GNL (LNG): proceso basado en la licuefacción, transporte marítimo en estado líquido y posterior gasificación, aplicado en yacimientos aislados pero que cuentan con acceso al transporte marítimo. El 27% del comercio internacional de gas y el 5% de la producción se comercializa mediante LNG. En la actualidad, la capacidad instalada de producción de LNG alcanza las 120 Mtn/año y hay proyectos por 100 Mtn/año adicionales.
- Gas por cable (*Gas to wire*): describe un modo particular de utilización del gas natural para generación eléctrica. Lleva implícita la decisión de localizar una central eléctrica en el yacimiento (boca de pozo) en lugar de instalarla próxima al mercado,

transmitiendo la energía eléctrica producida mediante líneas de alta tensión.¹⁻⁸

A pesar de la numerosa bibliografía existente, comparando alternativas de transporte o transmisión de gas, es importante decir que no siempre son factibles física o técnicamente. Por ejemplo, un proyecto desde Asia Central (Alma Ata) a China difícilmente encuentre una alternativa técnica de LNG, mientras que el gas de Trinidad enfrentaría enormes dificultades para el transporte con gasoductos submarinos.⁶⁻⁷

Otro factor importante es la escala que se pierde muchas veces en las comparaciones genéricas; en otras palabras, las comparaciones genéricas son útiles conceptualmente siempre que no se pierdan de vista los fenómenos de escala y la viabilidad física para una u otra alternativa.

Con el objeto de comparar en forma conceptual los costos entre las principales alternativas de transporte proponemos modelar el costo de transporte mediante una ecuación simple del tipo

$$C_t = (a + b * L) * f_e$$

Donde:

a = constante que representan los costos fijos, independientes de la distancia a transportar (US\$/MMBTU)

b = costo unitario del transporte (US\$/1000km MMBTU)

L = longitud o distancia de transporte en km

f_e = es un factor de escala que depende de la tecnología analizada (adimensional)

Los valores de las constantes que estimamos para casos tipo se resumen en la tabla siguiente:

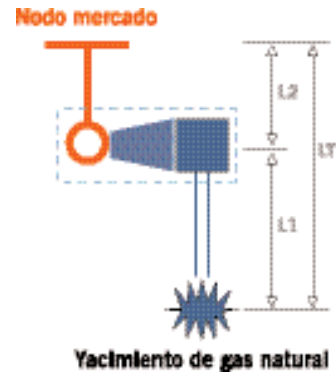
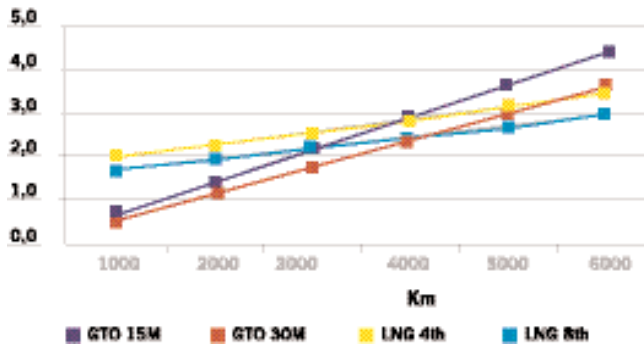
	a	b	f _e	Comentarios
Gasoducto <i>onshore</i> ¹	0,05	1,20		Donde M es capacidad (Mm ³ /d) n= 6 Mm ³ /d c=cte= 0,42
LNG ²	1,80	0,30	c - d * P	Donde P es capacidad (Mton /a) c= 1,10 d= 0,034
Línea eléctrica-corriente continua HVDC ³	1,40	0,40		

¹ Gasoductos *onshore*, en zonas sin dificultades especiales de tendido para volúmenes entre 6 y 100 Mm³/d

² Liquefacción, transporte y gasificación excluyendo el gas *well head*, proyectos de escala entre 3 y 8 Mtn/año.

³ Transmisión en corriente continua, dipolo de 600 kV, capacidad equivalente 40 Mm³/d.

Comparando costos de transporte por gasoductos o LNG, para los casos en que sean posibles técnicamente las dos alternativas, se deduce que existe una distancia crítica de 4000 km aproximadamente en el que el LNG se vuelve competitivo respecto del gasoducto. Ambos sectores están en continua evolución y reducción de costos: los gasoductos, ensayando mejores calidades de acero para sus cañerías y los procesos de LNG, con nuevos actores e innovaciones en el diseño de plantas.⁵



La discusión del transporte de gas o electricidad (*gas by wire*) surge como consecuencia de la necesidad de decidir la localización de una central de generación cuyo combustible sea gas natural. En este caso importa analizar cuál es la configuración más económica entre dos situaciones extremas: la central ubicada en boca de pozo o en las barras donde se localiza la demanda eléctrica; es decir, contestar la pregunta: ¿cuál es la L1 o L2 de mínimo costo de generación? Siempre se compara el transporte de gas antes de la conversión con el transporte de la energía eléctrica producida. Es decir, las cantidades energéticas compa-

radas están afectadas por la eficiencia de la conversión.¹⁻²

La escala es un tema importante, con una eficiencia del 50% (ciclo combinado moderno), para un nivel de tensión de 132 kV CA, con capacidad de 50 MW, las cantidades de gas equivalentes son de 0,25 Mm³/d, mientras que en el nivel de 500 kV CA, con capacidad de 1000 MW, la cantidad de gas equivalente es de 5 Mm³/d. En otras palabras, ambos casos no representan una escala significativa para el transporte de gas.

La tecnología eléctrica para transportar grandes cantidades de energía a larga distancia es el transporte en corriente continua en alta tensión HVDC: no presenta las restric- ▶

ciones de enlace sincrónico de las líneas de corriente alterna ni los problemas de restricciones de líneas de más de 1/4 de longitud de onda.⁹⁻¹⁰

Una línea de HVDC de dipolo de 600 kV puede, según el diseño, transportar 8000 MW, que representa una cantidad de gas equivalente de 40 Mm³/d. El costo fijo en los convertidores de CA a CC es muy alto, produciendo un efecto similar al LNG en términos de un costo inicial alto independientemente de la distancia.

En la gran mayoría de los casos, el transporte por gasoductos sigue siendo la alternativa de mínimo costo; es decir, en casi todo proyecto nuevo la localización de la central de generación será ubicada próxima al nodo de consumo eléctrico.

Conclusión

La interacción entre el gas y la electricidad presenta un campo de estudios rico y un potencial enorme para el desarrollo de alternativas de suministro de energía.

En el mundo y también en la Argentina, el gas natural compete en el mercado de energéticos secundarios con la electricidad y se complementa con la oferta de combustibles primarios y secundarios para la producción de energía eléctrica.

La identificación y el conocimiento de los conceptos de complementariedad y competencia entre los sectores de gas y electricidad, las restricciones físicas, la evolución de la tecnología y el impacto de las mejoras tecnológicas en la reducción de costos de producción tienen una importancia fundamental para el desarrollo y la concreción de negocios en el sector energético.

Analizando el fenómeno de transporte en particular, en la mayoría de las comparaciones disponibles el transporte

por gasoductos se ha revelado como la alternativa más económica, sin descartar que cada caso particular deba ser analizado con detalle.

La multiplicidad de variables, de situaciones que intervienen –políticas, regulatorias, comerciales– hasta factores personales imponen que para cada situación y proyecto deban analizarse en detalle todas las alternativas en la determinación del óptimo posible. ■

Referencias

- Carranza, H., "Regional Energy Interconnection. Gas Pipeline vs Power Transmission Lines Comparison", 4º LACGEC, Buenos Aires, abril de 1997.
- Barone, N.; Blanco, E.; Alvarado, R., "Vertical Integration as a Basis for the Best Utilization of Gas and Condensate from a Field", 4º LACGEC, Buenos Aires, abril de 1997.
- "Natural Gas in the World. 2000 Survey", Cedigaz, Francia, diciembre de 2000.
- "Key World Energy Statistics 2001", International Energy Agency, Francia, 2001.
- Andrews, R.; Battle, A., "Development in Fractures Control Technologies for Gas Pipelines Utilizing High Strength Steels", 22º WGC-IGU 2003, Japón, 2003.
- Goandolphe, S.; Chabrelie, M.H., "The Challenges of Further Cost Reductions for New Supply", 22º WGC-IGU 2003, Japón, 2003.
- Gower, S.; Howard, M., "Changing Economics of Gas Transportation", 22º WGC-IGU 2003, Japón, 2003.
- Zeus Development Corporation, "Gas-to-Wire: Employing HVDC to Monetize Associated Gas (Prospectus)", Houston, 2002.
- Englund, L.; Lagerkvist, M.; Dass, R., "HVDC Superhighways for China", en ABB Review, abril de 2003.
- Praça, A.; Eriksson, K. y otros, "Itaipú HVDC Transmission System. 10 Years Operational Experience", V SEPOPE, Recife, Brasil, 1996.

Conversión de unidades

	TJ	Mm ³	Mtep	Mtn LNG	MMBTU	GWh ^(*)
TJ	1	0,026	2,39E-05	1,86E-05	947,80	0,278
Mm ³	38,930	1	9,30E-04	7,25E-04	3,69E+04	10,823
Mtep	4,19E+04	1.075,68	1	7,79E-01	3,97E+07	1,16E+04
Mtn LNG	5,37E+04	1380,0	1,28	1	5,092E+07	1,49E+04
MMBTU	1,055E-03	2,71E-05	2,52E-08	1,964E-08	1,00	2,93E-04
GWh ^(*)	3,60	0,0924	8,60E-05	6,70E-05	3.412,000	1

(*) Con eficiencia de la transformación 100%

Prefijos y abreviaturas

T	Tera	10 ¹²
G	Giga	10 ⁹
M	Mega	10 ⁶
MMBTU	Millón de BTU	
Mtep	Millón de toneladas equivalentes de petróleo	
TWh	Tera Watt hora	
Mtn LNG	Millón de toneladas de LNG	

Hugo Carranza es ingeniero electricista de la Universidad Tecnológica Nacional, especializado en gas natural en el IGPUBA. Es experto en transmisión de energía y docente de grado en UTN y de posgrado en el ITBA. Además, es miembro de la SPE y autor de trabajos y publicaciones diversas. Actualmente es gerente técnico en TOTAL Gas y Electricidad, División Transporte de Gas.