

Una nueva dialéctica

Gas y energía secundaria

Por Vittorio Orsi

en el Subcontinente

El estudio de la realidad energética del “Subcontinente” lleva a la percepción de la existencia de una importante y variada riqueza energética.

Es precisamente sobre esta riqueza que hay que trabajar. Aproximaciones sucesivas para lograr su uso más racional vía sustituciones, complementaciones, intercambios, preferentemente interconexiones y aprovechamiento sistemático de la energía secundaria permitirán que la energía en su expresión global esté disponible a precios competitivos en los distintos lugares de la región: particularmente, en aquellos en que es más necesaria, donde el fenómeno de acumulación de riqueza ocurre con mayor velocidad, y en aquellos donde la llegada de energía significa la posibilidad de integrar las comunidades al resto de la sociedad.

Los grandes temas

El estudio de la realidad energética del “Subcontinente” lleva a la percepción de la existencia de una importante y variada riqueza energética.

Es precisamente sobre esta riqueza que hay que trabajar. En aproximaciones sucesivas para lograr su uso más racional vía sustituciones, complementaciones, intercambios, preferentemente interconexiones y aprovechamiento sistemático de la energía secundaria para que la energía en su expresión global esté disponible a precios competitivos en los distintos lugares de la región: particularmente, en aquellos en que es más necesaria, donde el fenómeno de acumulación de riqueza ocurre con mayor velocidad, y en aquellos donde la llegada de energía significa la posibilidad de integrar las comunidades al resto de la sociedad.

Nuestro debate podría titularse también: “Tentativa de reparación a las violaciones de la historia sobre la geografía”. Vista desde una perspectiva regional, la formación de



Vittorio Orsi

los estados nacionales en su accidentada y turbulenta necesidad histórica, ha deformado circunstancialmente el desarrollo racional de la infraestructura y de los recursos humanos y físicos. Basta pensar cuán “ilógico” nos parece, juzgado “con los ojos de hoy”, el desarrollo geográfico de los ferrocarriles y las vías de acceso al mar de las distintas naciones del Subcontinente.

Ahora una dialéctica más actualizada no puede sino replantearse la forma de compatibilizar las autonomías y las originalidades de los individuos, de los pequeños centros, de las etnias y de sus historias, con una visión y propósitos a nuevos niveles sucesivamente más altos de la organización política: nacional, regional, continental, como alcanzar niveles superiores de racionalidad y optimización en la vida social: en su infraestructura humana y física en áreas geográficas y conjuntos poblacionales diversos, siempre más grandes e interactivos.

Los grandes temas que aparecen hoy en el centro del debate acerca de la evolución en el corto y mediano térmi

Cuadro de las reservas (gas y petróleo) en el Subcontinente
(millones de toneladas de petróleo equivalente)

PAÍS	PETRÓLEO	GAS	TOTAL
ARGENTINA	360	700	1.060
BOLIVIA	20	150	170
BRASIL	600	150	750
CHILE	50	120	170
COLOMBIA	540	240	780
ECUADOR	330	100	430
PERU	120	220	340
VENEZUELA	10.000	3.500	13.500
TOTALES	12.020	5.180	17.200
RESERVAS MUNDIALES	160.000	130.000	290.000

no de la ecuación energética en el Subcontinente son:

- 1) La falta de sincronismo en los procesos de desregulación y de participación del capital público y privado en las futuras inversiones necesarias. Este desfase dificulta hoy un diálogo fluido entre las distintas naciones.
- 2) El gas aparece actualmente como el actor más importante. Es necesario hacer siempre más competitivo su transporte, para emplearlo como energía térmica para la casa y la industria, para la generación de la energía eléctrica y para el transporte (fundamentalmente, vía gas natural comprimido "GNC").
- 3) Las posibilidades de uso y comercialización del "LNG" para naciones ubicadas a gran distancia de las concentraciones gasíferas.
- 4) La oportunidad (hoy prácticamente no aprovechada) del uso de una gran cantidad de energía secundaria disponible. En el caso del Mercosur, particularmente "la" de Brasil, vía la interconexión en el Subcontinente de áreas hidrológicamente complementarias.
- 5) La reducción de costos alcanzable mediante el salto tecnológico digital: la implementación y optimización de los sistemas de automación, comunicación, medición, protección y control, ya sea en la generación como especialmente en las redes de transporte y distribución de los distintos servicios públicos de gas, energía eléctrica, agua, etc... (la telegestión).
La interacción de proveedores, usuarios y clientes servirá para facilitar y acelerar el progreso vía innumerables asociaciones potenciales para la integración de sistemas complejos (las sociedades virtuales).
- 6) Venezuela. Por sus reservas, la fuente más abundante de energía bajo distintas formas, en particular de gas, con reservas ubicadas a gran distancia del resto de las otras naciones del Subcontinente. Su utilización debe superar las barreras andinas, amazónicas y marítimas.

El gas y Venezuela: los actores emergentes en el escenario subcontinental

Entre todos los temas mencionados, el ingrediente que aparece inmediatamente como el económicamente más dinámico y eficaz para el transporte y la producción de energía en grandes cantidades, es el gas, con un futuro previsible dominante.

Para ver un poco más allá de la contingencia, conviene una rápida visualización de la dimensión del gas en la perspectiva Subcontinental: en particular, la situación relativa a reservas, producción y consumo de gas y petróleo (casi siempre asociados) de las principales naciones del Subcontinente.

Tendencias mundiales: una economía de abundancia

1- Vida útil de las reservas actuales de hidrocarburos

Como ya fue indicado en términos de toneladas de petróleo equivalente, las reservas superan los 160.000 10⁶ de "TPE" en petróleo y 130.000 10⁶ "TPE" en gas con niveles de consumo de 4.000 10⁶ "TPE"/año en petróleo y 2.100 10⁶ "TPE"/año en gas. Las reservas comprobadas tienen una vida útil (consumos actuales) de entre 40 a 70 años. ¡Más de lo que podemos imaginar!

2 - Eficiencia energética

Es clara la tendencia a una notable disminución de los consumos específicos por "unidad de producto" industrial. Esto tiende a reducir el crecimiento relativo de la demanda de energía con respecto al del producto.

3 - Otros tipos de energía

En un futuro más lejano, veremos resurgir la participación de la energía nuclear, de la energía eólica y de la energía solar, que van a estar presentes probablemente como soluciones para obtener un medio ambiente más limpio y un costo social más bajo (los daños a la salud producidos por las emisiones contaminantes, entre ellas, las "partículas sólidas").

4 - Solución energética actual

En esta etapa intermedia para América Latina, el gas aparece como la solución de menor inversión relativa para producir y transportar energía, de menor costo y de menor contaminación relativa.

En cuanto al Subcontinente, nuestras reservas suman, como ya fue indicado, un total de 12.000 10⁶ "TPE" en petróleo y 5.200 10⁶ "TPE" en gas.

A nivel global, representamos menos del 5% de las reservas de gas y petróleo y el 5,0% del consumo de gas y petróleo.

Venezuela posee el 78% de las reservas de hidrocarburos de América Latina.

Argentina posee aproximadamente el 1% de las reservas del mundo.

Argentina, Brasil y Venezuela en el Subcontinente

En esta "geografía" más restringida, últimamente ha sido muy relevante el anuncio de F. H. Cardoso a Caldera: la aproximación de "Petrobras" a "Pdvs".

En realidad es un acercamiento de "dos actores singulares", en nuestro escenario subcontinental: Venezuela y Brasil. Uno, por sus riquezas energéticas y el otro, por su peculiar "actual" escasez relativa de hidrocarburos.

Hoy Brasil emerge mas vigorosamente en la región por su dimensión política, territorial y poblacional: por su poder centrípeto y también por su capacidad para absorber los excedentes de hidrocarburos de sus vecinos, en particular gas.

Los atrasos y la falta de sincronización de la convergencia política y macroeconómica en el Subcontinente, van a determinar la velocidad y el ritmo de una "sinergia superior".

Primeros flashes tentativos: medidas prioritarias para intercambios en el subcontinente y el uso de la energía secundaria

En el más corto término, las medidas que aparecen como prioritarias y posibles se concentran en:

- La fuerte interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil (Yacyretá - Itaipú) para un intercambio de energía inicialmente del orden de 4000 MW y creciendo hasta 10.000 MW permitiendo en primer lugar por la sola interconexión, incrementar la energía firme de ambos sistemas. Dicho incremento será usufructuado por el sistema y el Brasil en particular.

- La interconexión permitirá exportar energía firme de origen termoeléctrico desde Argentina hacia Brasil, y energía secundaria de origen hidroeléctrico desde Brasil hacia Argentina. (1) (Ver al final)
- Debido a las interconexiones eléctricas existentes entre Argentina, Paraguay y Uruguay y con Chile, se producirá una integración de la demanda simultánea en tres usos horarios, reduciendo la potencia conjunta e incrementando la energía firme disponible.
- Aceleración del proceso de desregulación y de normativas para la formación de un mercado Subcontinental abierto de energía.
- Mayores transferencias (transportes) de petróleo y gas con Chile al sur, al centro y al norte (vía ductos ya construidos y/ o en construcción); potenciamiento de las interconexiones eléctricas existentes de Argentina con Uruguay, Paraguay y futuras con Brasil y Chile.
- El transporte del gas de Bolivia y Argentina hacia Brasil (Sao Paulo, Curitiba y Porto Alegre); y sucesivamente desde Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela hacia Brasil.
- La extensión de las redes de gasoductos a lo largo de todos los territorios para aumentar su utilización.



**NALCO/EXXON
ENERGY CHEMICALS, L.P.**

Su nuevo recurso para incrementar su rentabilidad



- El empleo cada vez mayor del gas natural comprimido en el transporte (movimiento de coches, camiones, ómnibus urbanos, trenes y buques).
- El aumento de reservas de gas y petróleo, vía la presencia de más grupos privados para explorar y explotar los recursos del Subcontinente.
- Promoción del uso de centrales a gas ("TG" a "Ciclo Simple" y "Ciclo Combinado"), colocadas en los centros de consumo (subestaciones y centrales fuertemente automatizadas).
- Paso gradual, desde sistemas aislados estructurados con grandes centrales hidráulicas y térmicas (a vapor), a un sistema mallado que cubra y vincule el Subcontinente con una red de gasoductos y centrales a gas (preferiblemente de ciclo combinado) diseminadas y próximas a los centros de consumo.
- Desarrollo de sistemas de producción y transportes especializados de "LNG", para las regiones en las cuales esta solución se presente en el corto y medio tiempo, más favorable que las soluciones gasoductos y electroductos (Trinidad y Tobago y Venezuela a lo largo de los puertos de la costa norte de Brasil).

Una diversa economía en la generación y transporte de la energía

A pesar de haberse reducido el costo por KVA de las estaciones de conversión "corriente alternada → corriente continua" de 100/120 dólares/KVA por cada terminal a aproximadamente 70 dólares/KVA, cuando se deben transportar grandes cantidades de energía (> 10.000 GWH/año). El transporte mediante gasoductos y oleoductos se confirma en la generalidad de los casos, como la solución más económica respecto al transporte con líneas eléctricas "A.T" (500/750 KV).

A distancias superiores a los cuatro/cinco mil kilómetros, la solución "LNG" parece ser preferible.

Los costos de generación

Algunos hechos hoy parecen emerger con mayor nitidez:

- 1- El precio de la energía eléctrica depende del costo de la generación "T.G." ciclo combinado utilizando gas natural como combustible.
- 2- Los costos de licuefacción y gasificación del gas natural, actualmente en total de 1,5 \$/MBTU (millón de BTU), llegarán probablemente en un futuro próximo a 1,10 \$/MBTU.
- 3- El costo de transporte del "LNG" por mar, a grandes distancias (>3000 km) y con buques y facilidades de puerto adecuadas, es de unos 0,2 \$/MBTU cada 1.000 km.
- 4- El costo de transporte del gas natural por gasoducto de gran capacidad (30/40" aproximadamente), se aproxima a 0,5 \$/MBTU cada 1.000 km (en terrenos no difíciles).

- 5- El costo de capital para generación eléctrica vía ciclo combinado, asumiendo 400 \$/KW (se están obteniendo 300 U\$S/KW) de inversión específica; 7.000 horas por año de utilización y tasa de descuento del 12% se aproxima a los 7,00 mills/KWH.
- 6- El costo de operación y mantenimiento se aproxima a 1,50 mills/KWH.
- 7- El costo de combustible, por cada dólar por millón de BTU, para consumos específicos de 1500/1600 KCAL/KWH, es de 6,40 mills/KWH.
- 8- Los yacimientos de gas natural más significativos en nuestro Subcontinente son hasta el presente los siguientes:
 - Este venezolano
 - Camisea del Perú
 - Santa Cruz de la Sierra de Bolivia
 - NOA argentino
 - Neuquén
 - Mar Austral

En el mundo, los más importantes son en Saudi Arabia, Yemen, los Emiratos (especialmente Omán y Qatar), Indonesia, Australia, Malasia, Brunei, Alaska, Rusia y "CIS".

El total consumido en el oriente (Japón, Sud-Corea, Taiwán) supera anualmente 80.106 TPE.

- 9- El costo de transporte define el precio mínimo de la energía eléctrica en cada lugar. En particular, considerando un precio del gas cero en boca de yacimiento, se pueden evaluar fácilmente para el Subcontinente los costos de energía eléctrica en las distintas localidades.
- 10- Los costos de energía zonificados deberían ser incrementados en 6,40 mills/KWH por cada dólar por MBTU de costo en boca de pozo.
- 11- Esto indica un piso de 24 mills/KWH en el "costo" de la energía eléctrica en San Pablo para gas proveniente de Bolivia y NOA argentino. Dicho piso se desplaza a 28 mills/KWH para gas proveniente de Camisea, Neuquén y para el gas austral, y a 32 mills para gas venezolano. Actualmente se están contratando para suministro de Argentina a Itá, de uno a dos millones de KW a 25 mills/KWH y en el estado de Sao Paulo, con gas del gasoducto Bolivia un millón de KW a 28 mills/KWH. En Uruguayana se han concentrado 400 MW a 29 mills/KWH.
- 12- Las transacciones entre países originadas por las interconexiones tenderán a equilibrar y favorecer la reducción de precios: en particular, la provisión de energía firme a Brasil por parte de Argentina a costo de inversión cero, y la venta de energía secundaria brasileña a la Argentina a costo de producción cero, con desplazamiento del pico interconectado y con el corrimiento de los husos horarios, etc.
- 13- El crecimiento y la competencia en el mundo entre "LNG" y "gas" dependerá de la entrada como grandes consumidores de la China y de la India y como grandes proveedores Rusia (la adición de los yacimientos del mar Caspio, Omán, Qatar, Indonesia, Malasia, Burundi).

"Gas" y "LNG" - Interconexiones

- 1) a) Por lo dicho anteriormente, el gas procedente de la licuefacción y gasificación del "LNG" con un transporte de 3.000 km, tiene un costo inferior posible de 2,1 U\$S/MBTU. $(1,5 + 0,2 \times 3)$ con valor de gas "0" al origen (el productor se contenta con el valor de los líquidos).
- b) Para obtener la misma cantidad de calorías de un gas transportado por gasoducto, el gas debe ser vendido en origen a unos 0,6 U\$S/MBTU $(2,1 - (0,5 \times 3))$.
Es decir, el precio del gas en origen, cuando éste debe ser entregado a grandes distancias, tiene su techo definido por la alternativa del "LNG" (transporte a grandes puertos).
- 2) a) La conexión Yacyreta-Itaipú (500 KVC.a.) para transferir (ida y vuelta) 3.000.000 KW desde el sistema argentino al brasileño (y viceversa), necesita una inversión aproximada de solamente 300 millones de dólares. Deberá evaluarse el aumento de la capacidad de transporte del sistema 2×750 KVC.a. + 2×600 KVC.c. desde Itaipú a Sao Paulo (actualmente 4 líneas: dos a 750 KVC.a. y dos 600 KVC.c. con capacidad de transporte de 2×10^6 KW cada una).
- b) No considerando por el momento eventuales objeciones políticas del Paraguay, es posible imaginar en el nodo de "Itaipú" una venta desde Brasil a Argentina del orden de 25.000 GWH anuales de energía secundaria. Esta energía, cuando esté disponible, podrá ser vendida desde Brasil a un precio más bajo que el más bajo precio del mercado argentino (ver nota en las paginas anteriores).
- c) Creo que a Brasil le resultaría atractivo vender su energía secundaria sobre la base de 16/18 miles U\$S/KWH (precio marginal variable en el tiempo).
- d) El incremento de potencia y energía firme que el mercado brasileño puede necesitar anualmente en los próximos años, es del orden de 3/3,5 millones de KW (unos 18.000 GWH/año), lo que significa en términos de gas, aproximadamente unos 3/3,5 millones de TPE cada año (turbinas a gas ciclo combinado de 1.600 KCAL/ KWH). Este compromiso para la situación actual de las reservas argentinas es posible. Además siempre podremos considerar el aporte adicional que podrá ser dado desde Bolivia y Perú.
- 3) El "LNG", según hemos afirmado anteriormente, puede ser entregado desde Venezuela en los puertos del "cinturón norte y hasta Río-Sao Paulo" a un precio entre 2,1 hasta 3,2 U\$S/MBTU. Eso significa que el "costo puro" de un KWH vía "TG Ciclo Combinado" puede quedar abajo de los 28 mills/KWH (cuando alimentado con "LNG" de procedencia venezolana o de "Trinidad Tobago" en las condiciones antes planteadas).

Proyección del costo de la energía eléctrica en el Cono Sur

En una primera aproximación, se puede afirmar que en el próximo futuro los precios de "energía eléctrica en bloque" al origen y sin impuestos serán los siguientes:

- en Argentina: no superarán los 20/22 mills/KWH
- en Venezuela: inferiores a los 15/17 mills/KWH
- en Brasil: en el entorno de los 28/32 mills/KWH

Cabe observar para el mercado de las metrópolis San Pablo y Río de Janeiro, la orden de competitividad: los yacimientos de Bolivia y norte argentino, seguidos por Camisea y Neuquén y luego los yacimientos de la zona austral argentina.

El uso del enorme potencial de gas y petróleo (80% del total de las reservas del Subcontinente 17.000×10^6 TPE) incluidas las de los yacimientos de Venezuela, presenta **diversas** grandes oportunidades. El transporte directo por gasoducto atravesando la región amazónica representa una obra de ingeniería de magnitud difícil de dimensionar. Al momento se ha proyectado solamente una línea de transmisión desde Venezuela a Manaus (1500 km-500 KV) con capacidad de transmisión de un millón de KW).

Gas, energía secundaria, interconexiones

1. Consideramos que la búsqueda de yacimientos gasíferos deberá seguir "con furia" en Argentina, Brasil, Bolivia, Perú y en todo el Subcontinente. Las reservas de Argentina (700 firmes + 500 eventuales millones de TPE) son suficientes para un período de 15 años según el consumo actual correspondiente al crecimiento de Brasil en los términos indicados (3% de la potencia total en el área).
2. Deberíamos por lo tanto, prever por el momento, la cancelación de construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, no iniciadas, a menos que el costo de capital (incluyendo los intereses durante la construcción) no supere los 18 mills/ KWH, en localidades donde esté disponible gas a 1,5 dólares/MMBTU, ó 25 mills/KWH donde el gas o "LNG" estén disponibles a 3/3,5 dólares/MMBTU.
3. El transporte de energía será predominantemente en sentido de sur a norte para la energía primaria y de norte a sur para la energía secundaria.
4. Naturalmente, son posibles en el tiempo otros puntos de inyección de energía primaria desde Argentina además de Uruguayana, Itá y Candiota. Pero el nodo natural mas económico es Itaipú, que tiene actualmente una disponibilidad residual libre de transporte a Sao Paulo - Río desde la estación convertidora de Itaipú del orden de 1.000.000 KW. La conexión a Itá ha llegado últimamente a ser preferida, creo, para escapar del espinoso tema de las discusiones relativas a los proyectos "binacionales" con Paraguay.

5. Veo en un futuro pozos, gasoductos y redes ampliadas de gas para usos térmicos en las casas, industrias, transporte carretero, y para la conversión en energía eléctrica con una fuerte participación de Bolivia y en tiempos sucesivos de Perú, Ecuador, Colombia y sobre todo Venezuela.
6. Veo también como necesidad prioritaria el uso de la gran cantidad de energía secundaria disponible.

Los gruesos intercambios de energía

En lo que se refiere al transporte del gas de Venezuela, que representa el grueso de las reservas Subcontinentales, es por el momento problemático emitir una opinión definitiva, siendo difícil estimar el costo del gasoducto que podría ir del norte de Venezuela a la zona central de Brasil (Belo Horizonte - Río - Sao Paulo) con distancias del orden de 4000/5000 km para transportes del orden de 20 millones de TPE/año. Es probable que se deba escoger un trazado que evite zonas pantanosas y cruces de ríos difíciles. Imagino una espina dorsal en los valles andinos y peines de oeste a este.

A título informativo, recuerdo que Italia importa unos

40 millones de TPE en gas natural de los cuales: el 40/45% de Argelia; el 50% de Rusia; y el resto de Holanda (previstos para el 2010 : 90 millones de TPE).

Francia importa aproximadamente 30 millones de TPE: 30% de Argelia; 40% de Rusia; 27% de Noruega, y el saldo de Holanda.

Alemania importa 60 10⁶ TPE, de los cuales la mitad son de Rusia, 20% de Noruega, 30% de Holanda.

Estados Unidos importa 65 millones de TPE en el ámbito continental.

Hoy veo más próxima la posibilidad de gruesas transferencias de energía primaria y secundaria de origen hidráulico entre los distintos países del Subcontinente: en particular una notable oportunidad de convergencia de las vías de transporte hacia el Brasil.

Los instrumentos iniciales más importantes de esta estrategia son: las turbinas a gas; y los gasoductos de Argentina, Bolivia, más adelante de Perú y luego de Venezuela. A esos hay que agregar los dos gasoductos de Argentina a Chile en el norte desde Salta, cada uno con una capacidad de 1 millón de KW.

Las largas líneas de transporte de energía eléctrica aun saliendo la energía muy barata en origen (10/14 mi-

Protección Raychem



Cintas Calefactoras

Auto-Regulables

Aplicaciones

Industria de procesos en general - Campos petroleros - Cañerías de gran longitud - Industria alimentaria.

Bajo costo de instalación

Fácil diseño

y mantenimiento.

Seguridad.

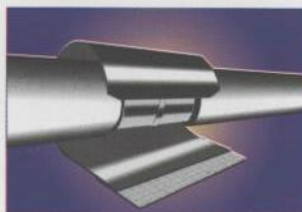
Certificadas por agencias de aprobación de todo el mundo.



Anodefex®
La mejor alternativa técnica económica ante el cambio de revestimiento



Anodo continuo polimérico para la distribución uniforme de corriente. Minimiza problemas de interferencia.



Mantas y revestimientos termocontraíbles
polímeros reticulados recubiertos con adhesivos de alta performance

Raychem

Raychem S.A.I.C. Carlos Pellegrini 1163 Piso 7 (1009) Buenos Aires - Argentina

Tel.: 54 11 4394-5150 / 5156 - Fax: 54 11 4326-9985

E-mail: odalbuqu@raychem.com pinviern@raychem.com

www.raychem.com

les/KWH del "Guri" a "Manas", o de "Santa Cruz" al "Mato Grosso"), no parecen representar las soluciones mas "económicas" para las partes en juego: no pueden sobre todo llegar a representar soluciones de fondo al problema de masivos intercambios de energía, como sería deseable en función de la dimensión de las necesidades emergentes de Brasil.

En el caso específico de Venezuela sus riquezas de gas pueden ser destinadas: • al Norte mediante un gasoducto en gran parte submarino que al momento es políticamente imposible dada la situación de Cuba (distancia Maracaibo - Miami aproximadamente 2.200 km.); • y al Sur pasando o no por Manas hacia la zona central "Bello Horizonte"; "Río"; "San Pablo" (distancia 4.500/5000 km).

Para gasoductos de similar longitud (> 4000 km) y de muy alto costo unitario (algunas veces superior a 1.000.000 US\$/km.). El transporte del "LNG" vía barcos puede resultar probablemente la solución mas económica: siempre viable.

El costo del "LNG", como ya indicado, puede resultar: 1.10 licuefacción + 0,40 regasificación + 0,2.N (N=1 → 1000 km) pudiendo el gas seco ser vendido hasta cero o

menos de cero, obteniendo el productor la remuneración de los líquidos extraídos. En síntesis, el gas de Venezuela o de Trinidad podría ser puesto a disposición en los puertos brasileiros a menos de 3,20 dólares/ MMBTU.

En Venezuela esta en curso la iniciativa "Cristóforo Colombo" (Lagoven - Shell - Exxon - Mitsubishi): 6 millones de toneladas/año en fase de estudio, existe también la iniciativa "British Gas - Amoco" en Trinidad y Tobago.

Una tentativa de síntesis

La penetración del gas en el mercado global de energía en competencia con el petróleo, carbón y las otras formas de energía puede avanzar para llegar a cubrir, hasta el 2030, el 70 % del mercado adicional global de energía.

Para la implementación de este escenario serán tendidas redes complejas de transporte.

Esta prevista en el mundo después de 1998 (cinco años?) la construcción de mas de 100.000 km de gasoductos y oleoductos, en proyectos ya definidos y/o esbozados. América Latina participará probablemente con un valor no menor del 15/ 20% ●

Tecnología, calidad & experiencia



Tres conceptos básicos que caracterizan a SOCO-RIL acompañan permanentemente nuestros esfuerzos en el desarrollo de grandes proyectos.

En SOCO-RIL contribuimos al cuidado del **Medio Ambiente** a través del desarrollo de nuevas tecnologías, asegurando la calidad de nuestros productos para la **Protección Anticorrosiva**, la **Aislación Térmica** de tubería y **Lastrado de Conductos Submarinos** en el mercado de Petróleo, Gas, Petroquímica, Agua y Minería.

- Revestimientos internos en Epoxi.
- Revestimientos externos en Poliolefinas.
- Revestimientos externos en Epoxi.
- Mantas termocontraíbles Raychem.
- Revestimientos internos de tuberías y accesorios según normas Tuboscope Vetco Int.
- Aislaciones térmicas en Poliuretano Expandido.
- Lastrado de tubería con hormigón.



SR SOCO-RIL



Oficina Central / Head Office

Ruta 9, km 52,3 - (1625) Escobar - Buenos Aires, Argentina

Tel.: (54)-0488-93332 - Fax: (54)-0488-93314 - e-mail: info@socoril.com.ar

¹ LA ENERGÍA SECUNDARIA DE BRASIL.

a) Energía secundaria disponible en el Sistema Brasileño: aprox. = 25.000 GWH/ año.

b) Que ocurre con esta energía luego de Interconectado con Argentina.

Aprox. 10.000 GWH/ año pasa a ser firme

Aprox. 15.000 GWH/ año sigue siendo secundaria.

c) La Argentina dispone de unos 3000 MW de unidades termoeléctricas de bajo / mediano rendimiento que pueden ser respaldo a esa energía secundaria. Esta solución es la más eficiente desde el punto de vista económico. No son necesarias nuevas inversiones. Solo el mantenimiento adecuado y el consumo de combustible cuando necesario. Si adoptamos el criterio que la energía firme es aquella que tiene una probabilidad del 97% de ser disponible estadísticamente la reserva térmica será despachada el 3% del tiempo,

d) Suponemos que esta reserva térmica tiene un costo de despacho un $2400/1700=41\%$ por encima del despacho económico del Sistema. Si el costo de la energía es 15 mills/KWH, el sobre costo será = 6,15 mills/ KWH durante un 3% del tiempo. Es decir que el sobre costo neto por despacho térmico será de $0,03 \times 6,15=0,184$ mills/KWH.

e) El costo de la energía secundaria de Brasil puesta en el mercado argentino será aproximadamente : costo de transporte = 5 mills/KWH; costo de conversión 60/50 ciclos/seg = 3 mills/KWH; utilidad empresa comercializadora = 3 mills /KWH; costo total de la energía secundaria en el centro de carga argentino = 11 mills/KWH.

f) Esquema operativo propuesto :

- Una entidad comercializadora compra a futuro la energía secundaria del sistema sur brasileño. Se deberá especificar claramente qué se entiende por este tipo de energía y cómo se definirá y computará su disponibilidad y volumen. "Electrobras" o la entidad de despacho del Sistema Eléctrico brasileño define periódicamente (mes, semana y día) un programa de disponibilidad y despacho. Pone a disposición de la Comercializadora la po-

tencia y energía secundaria con el concepto "take or pay". La energía no utilizada en el momento estipulado se pierde (derrame por vertedero).

- En Argentina "CAMMESA" realiza su despacho mensual, semanal y diario utilizando los mismos criterios actuales. Recibe información de la comercializadora respecto de la energía que será volcada en Argentina. En función de esto produce el despacho de la máquinas. Todas las máquinas que han quedado fuera de despacho por este volcamiento de energía en el Sistema Argentino, son remuneradas por potencia para las horas fuera de valle. La comercializadora es responsable de esta remuneración. Aprox. 7 mills/KWH.
- g) El precio de la energía secundaria comercializada en horas fuera de valle será de : Precio de la energía secundaria puesta en el centro de carga + precio compensación por potencia dejada de despachar en el Sistema Argentino en horas fuera de valle = $11 + 7 = 18$ mills/KWH.
- h) Idem en horas de valle : Precio de la energía despachada en horas de valle = 11 mills/KWH.
- i) El precio medio resultante de la energía recibida en Argentina será de : 70% del tiempo a 18 mills/KWH + 30% del tiempo a 11 mills/KWH = 15,9 mills/KWH.
- j) Tener en cuenta además que esta energía que sale del Brasil como energía secundaria, llega a la Argentina como energía firme por cuanto la comercializadora cuenta con el respaldo que le da la reserva argentina que remunera. Esto se puede hacer dentro de ciertos límites, siempre que exista una reserva termoeléctrica en Argentina que respalde a la potencia secundaria que pueda ser utilizada. Estas conclusiones deberían ser desarrolladas en mayor profundidad. Se puede incluso llegar a hablar de energía eléctrica interrumpible según diferentes categorías. Este aspecto de energía interrumpible ya ha sido mencionado en la Resolución 208/98 de la SEE. Incluso se puede desarrollar un programa de consumos programables de acuerdo a la disponibilidad de energía.



COMPAÑÍA MEGÁS.A.