

Desarrollo vinculado al GN: ¿Integración o Autonomía?

Rudolf Araneda K.
GASATACAMA

Seminario CIGRE

“Diversificación Energética de Chile, posibles vías de Autonomía”
Santiago, 27 de Septiembre de 2005

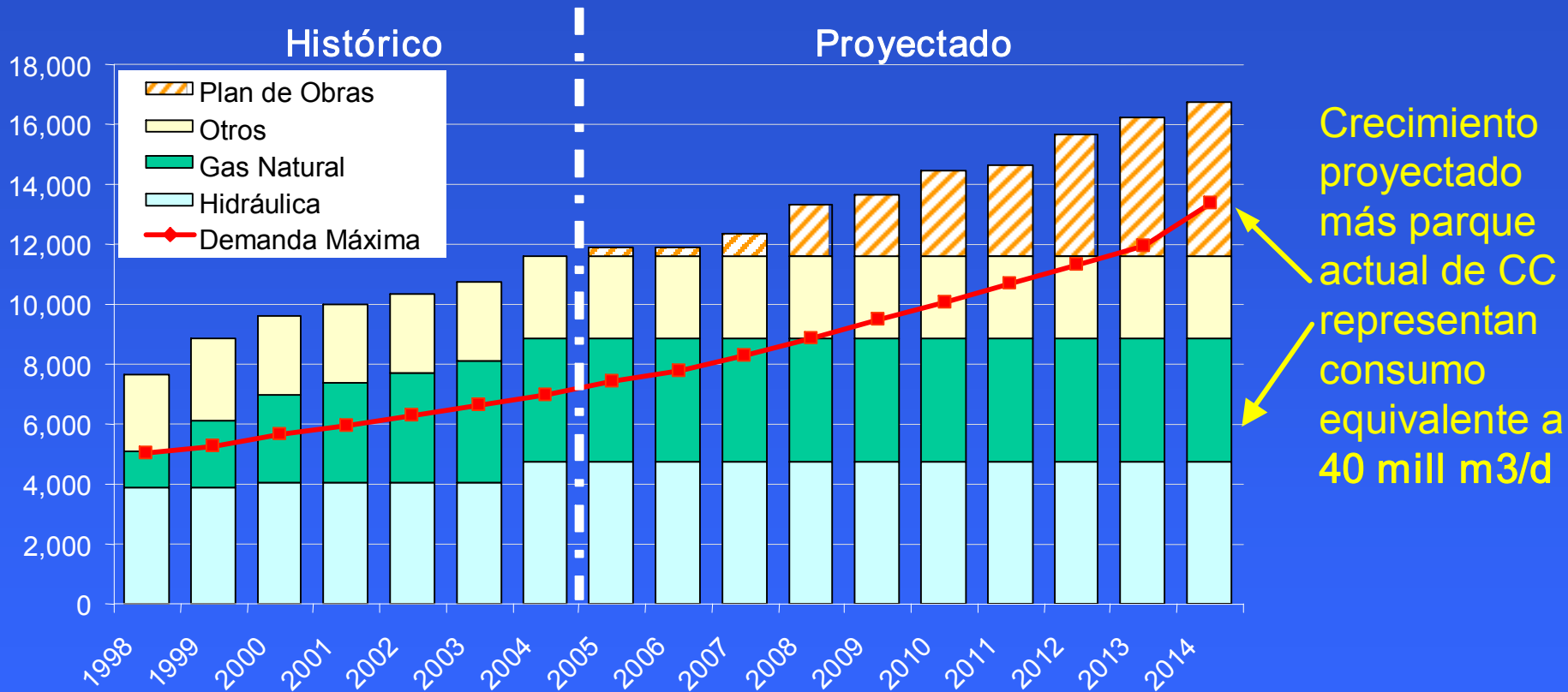
INDICE

1. Necesidades Energéticas de Chile
2. Costos de Desarrollo de Opciones
3. Incidencia de Precios para que el Gas Natural siga con Rol relevante en la Generación Eléctrica
4. Opciones de Abastecimiento de Gas Natural
5. Generación e Impacto Ambiental
6. Anillo Energético: Potenciales Intercambios Energéticos y sus Desafíos
7. Conclusiones

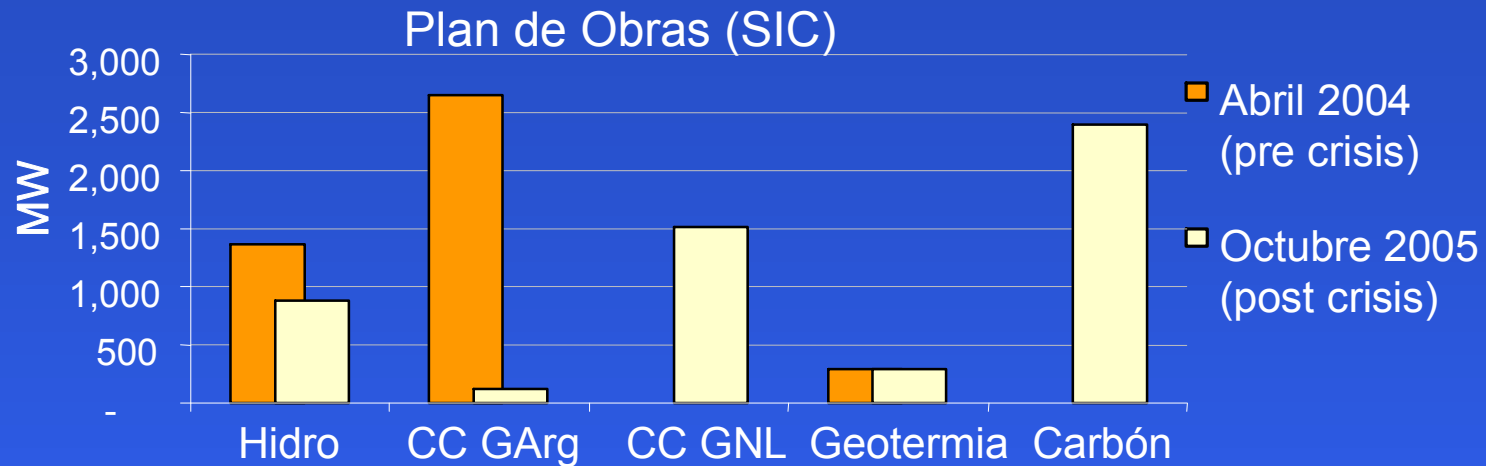
1.- Necesidades Energéticas de Chile (visión post crisis)

Oferta y Demanda en Chile (1998 - 2015)

Capacidad Instalada y Demanda Máxima



Requerimientos SIC (2006 - 2015)



- Supuestos plan de obras: Precio GNL = 4 US\$/MMBTU; carbón limpio, existencia de permisos de exportación de gas desde Argentina.
- Bajo estos supuestos, el SIC requiere en promedio 15 nuevas centrales de 360 MW:
 - ✓ 6 centrales a carbón de 400 MW
 - ✓ 5 ciclos combinados con GNL de 385 MW
 - ✓ 3 centrales hidráulicas de 150 a 400 MW
 - ✓ 3 centrles geotermia de 100 MW
 - ✓ Otras menores
- Dada su dependencia con la hidrología, el SIC además necesita respaldar sus 6 actuales ciclos de 1750 MW instalados.

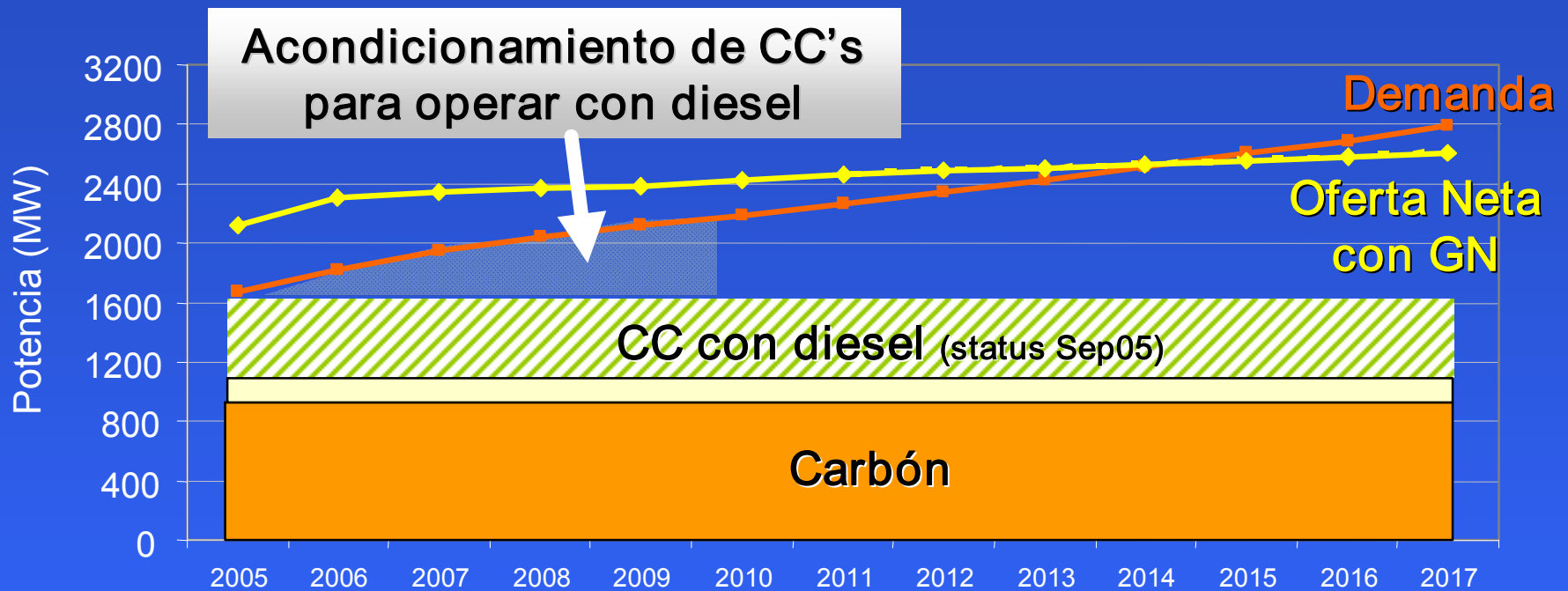
Requerimientos SING

Combustible	Capacidad Bruta Instalada	Capacidad Despachable con GN	Capacidad Despachable sin GN
CC con Gas Natural	2,070	1,180	-
CC con Diesel	-	-	550 - 800
Carbón	1,210	900	900
Otros	320	250	250 - 0
Total [MW]	3,600	2,330	1,700
Demanda actual [MW]	1,650	1,650	1,650
Δ [MW]	1,950	680	

Fuente: Elaboración GasAtacama en base a datos CDEC y descontado 20% por reserva en giro e indisponibilidad.

- Según la demanda actual (1650 MW) y la capacidad instalada del SING, no se requieren nuevas centrales hasta el año 2014.
- El requerimiento de nueva capacidad de generación puede anticiparse si:
 - la demanda por energía crece a ritmo mayor
 - la central Salta dedica su capacidad al mercado argentino

Demanda vs. Oferta en el SING



- Según la proyección de la CNE hasta el año 2007, no se recomienda la inversión en nuevas centrales.
- Las inversiones necesarias sin embargo son:
 - Ampliación logística y almacenamiento de diesel
 - Conversión y capacidad de operación continua en diesel
 - Infraestructura de suministro de gas natural alternativo

2.- Costos de Desarrollo de Opciones

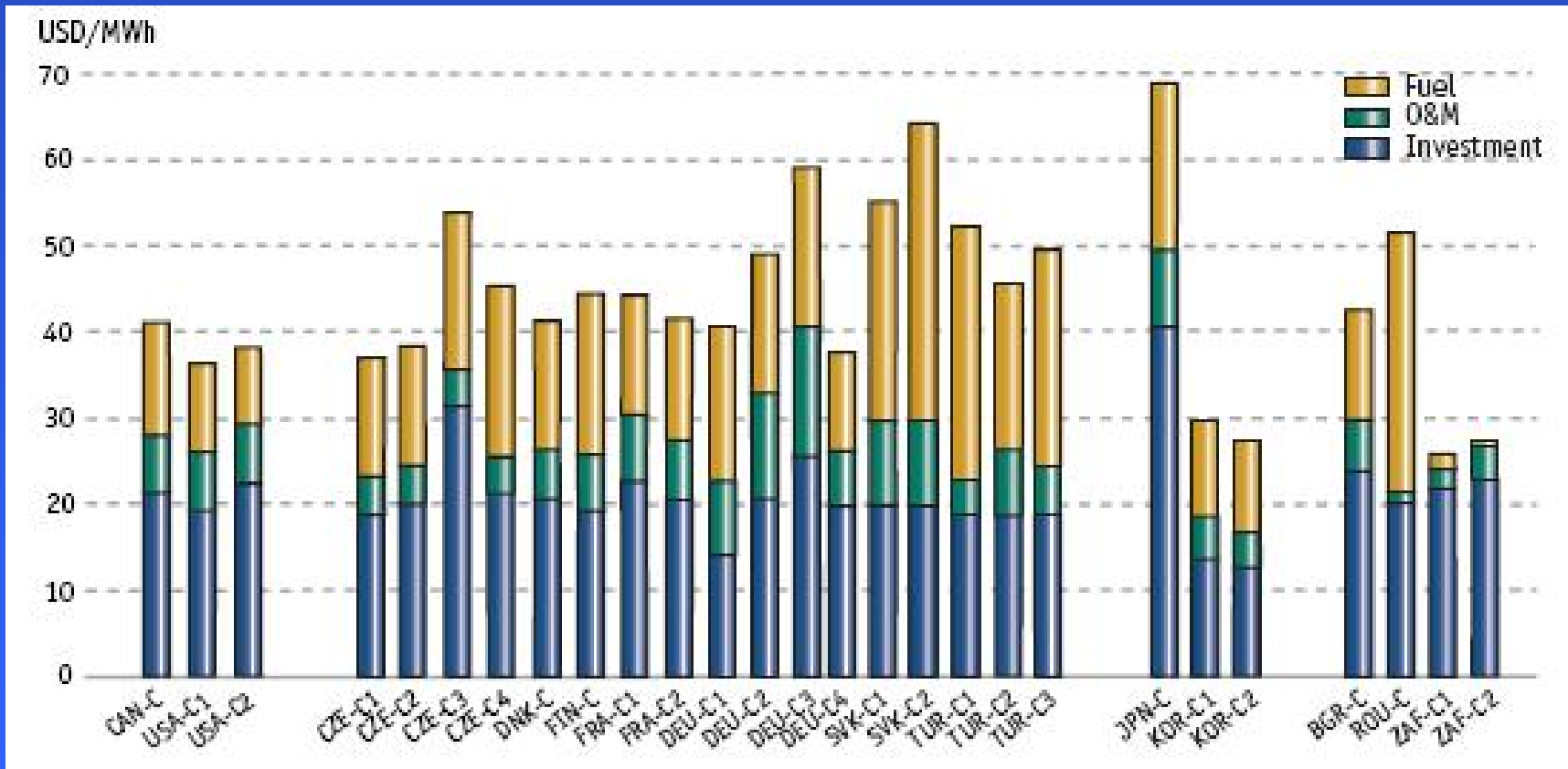
Opciones Parque Generador

	Hasta 2010		2010 - 2020
	Respaldo	Expansión	Expansión
SIC	<ul style="list-style-type: none"> - Diesel - FO6 - LNG (FSRU) 	<ul style="list-style-type: none"> - Hidráulica embalse - CC gas natural arg. - Minicentrales hidro - LNG (on-shore) - Carbón limpio 	<ul style="list-style-type: none"> - Ríos australes + transmisión - LNG (on-shore) - Carbón - Nuclear (potencial) - Gasoducto del Norte - Gasificación de carbón
SING	<ul style="list-style-type: none"> - LNG (FSRU) - Gasoductos - Diesel - FO6 		<ul style="list-style-type: none"> - Gasoducto regional (Bolivia, Argentina, Perú) - LNG (on-shore, FSRU) - CNG (en estudio) - Gasificación de carbón - Carbón limpio - Geotermia (en estudio) - Nuclear (potencial) - Transmisión desde Bolivia / Perú - Interconexión SIC-SING

Costos de Desarrollo

	Ríos Australes + Transmisión	Hidráulica Embalse	CC CNG	CC LNG	Térmica Carbón Limpio	IGCC	Geotermia	Nuclear
Inversión (MUS\$/MW)	1200 - 1700	1000 - 1400	500 - 700	500 - 700 + 200	1400	450 + 1000	1300 - 1800	1600 - 2000
Costo Combustible (US\$/MMBTU US\$/ton)	-	-	2.5 + 2.7	4 - 7	40 - 70	40 - 70		
Costo Variable (US\$/MWh)	0	0	40	30 - 55	20 - 35	20 - 35	5 - 10	5 - 10
Costo Desarrollo (US\$/MWh)	30 - 45	35 - 45	55 - 65	55 - 80	55 - 70	60 - 75	45 - 65	50 - 70

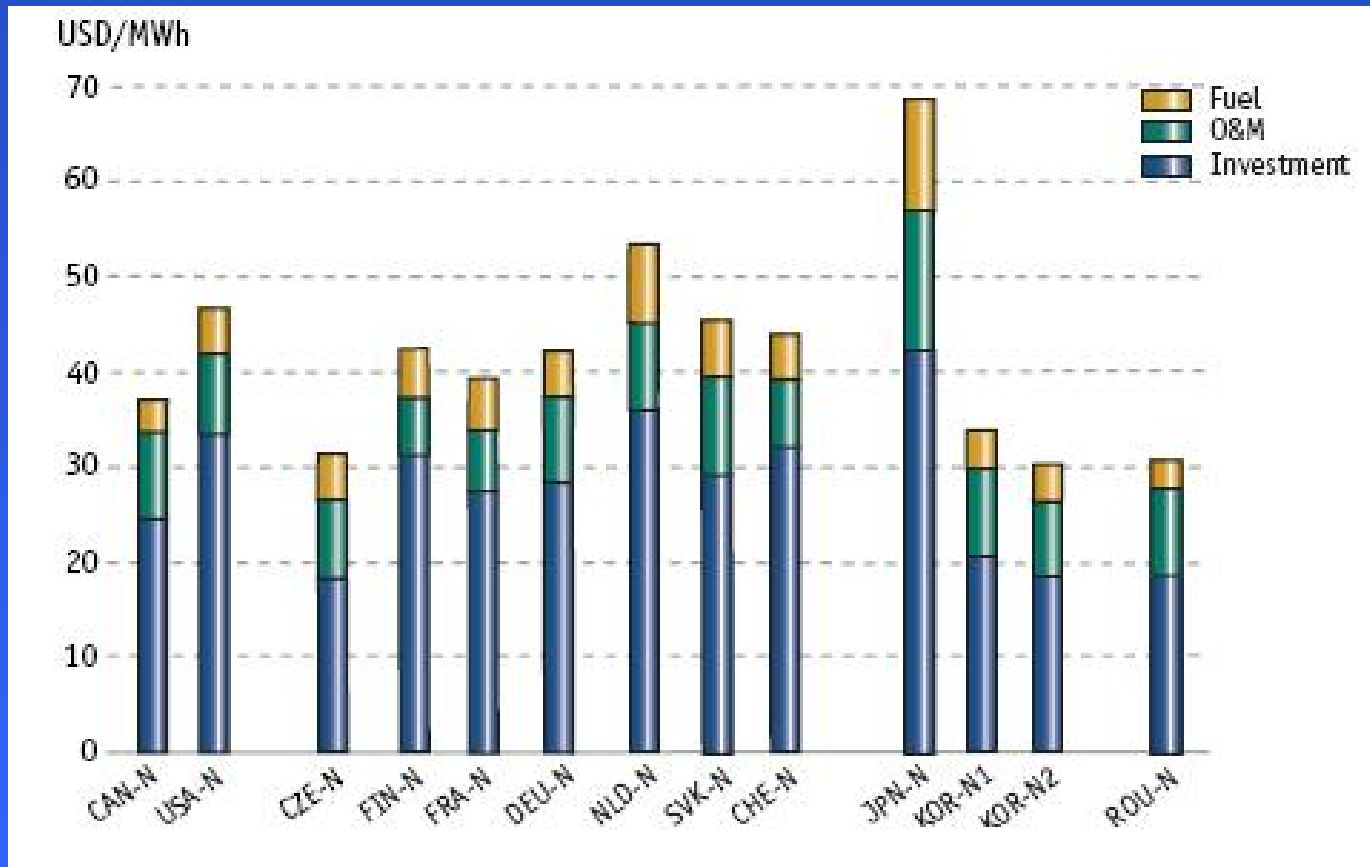
Costo de Desarrollo Gx Carbón



Fuente: "Projected Costs of Generating Electricity: 2005 Update"
Nuclear Energy Agency and International Energy Agency

- Tasa de descuento: 10% - Factor uso de planta - 85%
- 27 plantas carbón, horizonte 40 años
- Moneda: Euro Julio 2003 – Puesta en marcha promedio: año 2010

Costo de Desarrollo Gx Nuclear



Fuente: "Projected Costs of Generating Electricity: 2005 Update"
Nuclear Energy Agency and International Energy Agency

- Tasa de descuento: 10% - Factor uso de planta - 85%
- 13 nucleares, horizonte 40 años
- Moneda: Euro Julio 2003 – Puesta en marcha promedio: año 2010

3.- Incidencia de Precios para que el Gas Natural siga con rol relevante en la Generación Eléctrica

Sustitutos del Gas Natural

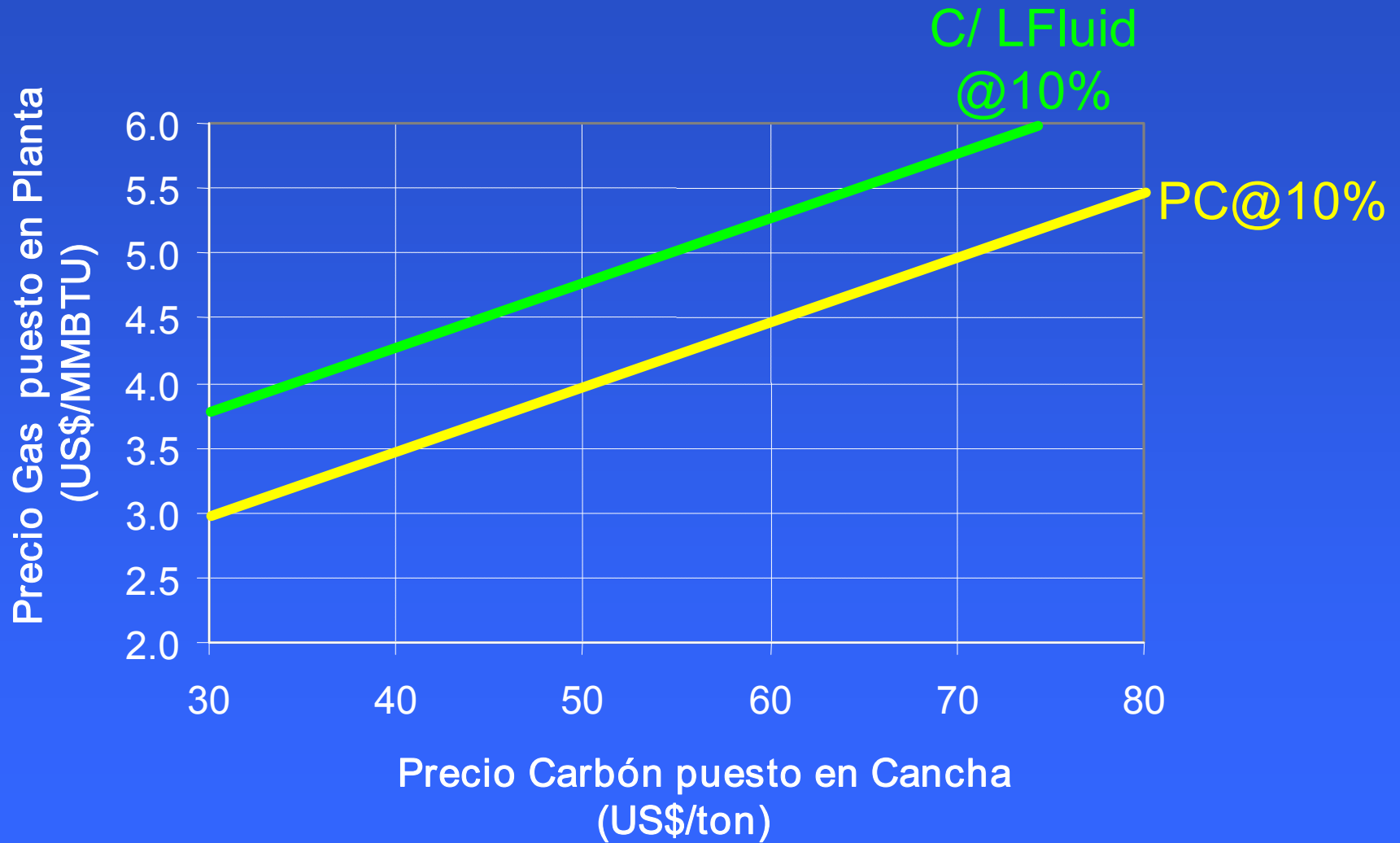
Transporte e Industria

Diesel
Petróleo
Metanol

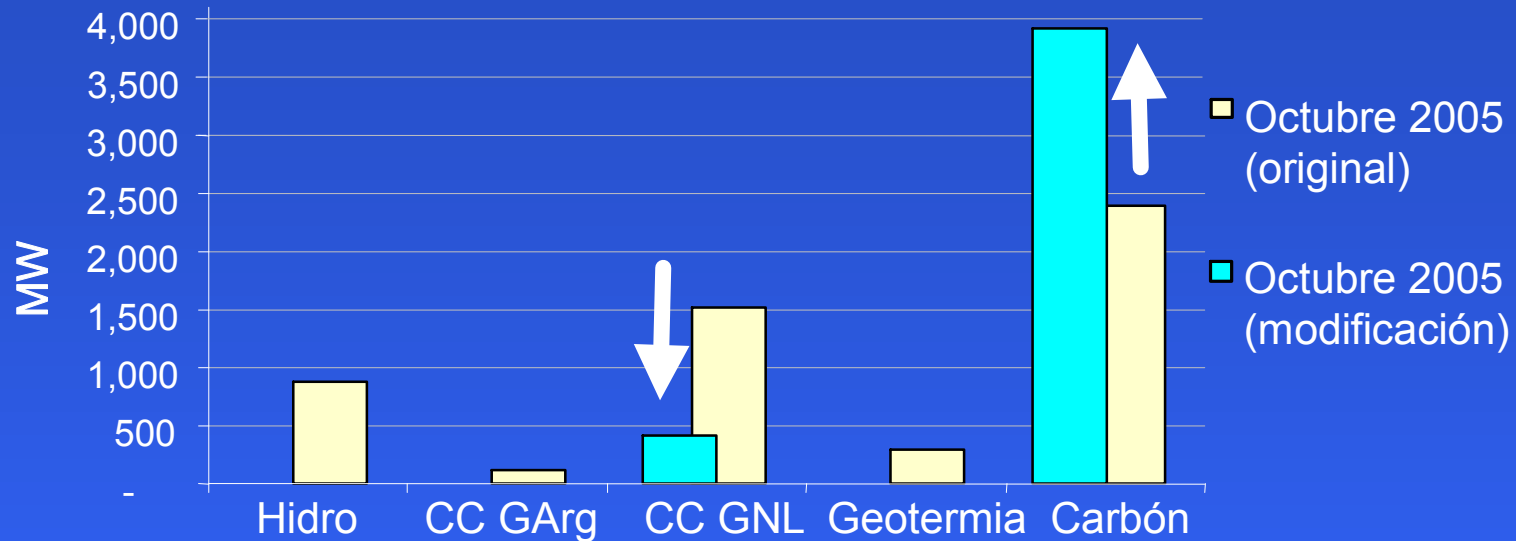
Generación Eléctrica

Carbón
Nuclear
Hidroelectricidad
(Petróleo)
(Diesel)

Precios de Indiferencia Carbón/Gas

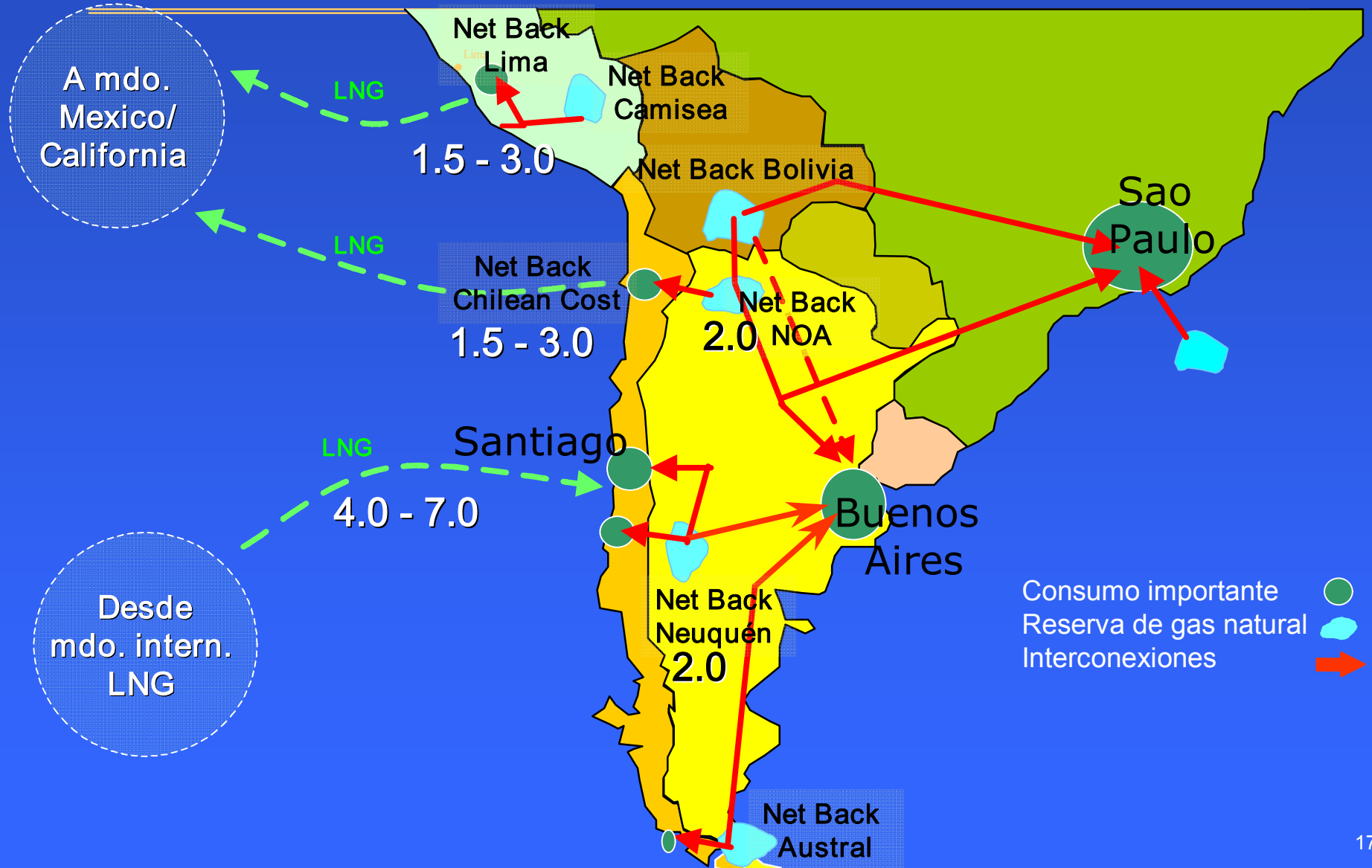


Plan de Obras (SIC) modificado si GNL se mantiene caro



- Si el precio del GNL > 8 US\$/MMBTU se producirá un intercambio en tecnologías escogidas para nuevas centrales:
 - ✓ 10 centrales a carbón de 400 MW
 - ✓ 1 ciclos combinados con GNL de 385 MW (para la central de Endesa)
- El GNL se utilizaría en CCs existentes, redes de distribución residencial e industrias
- Se hace indispensable establecer normas de emisión.

Precios Net Back



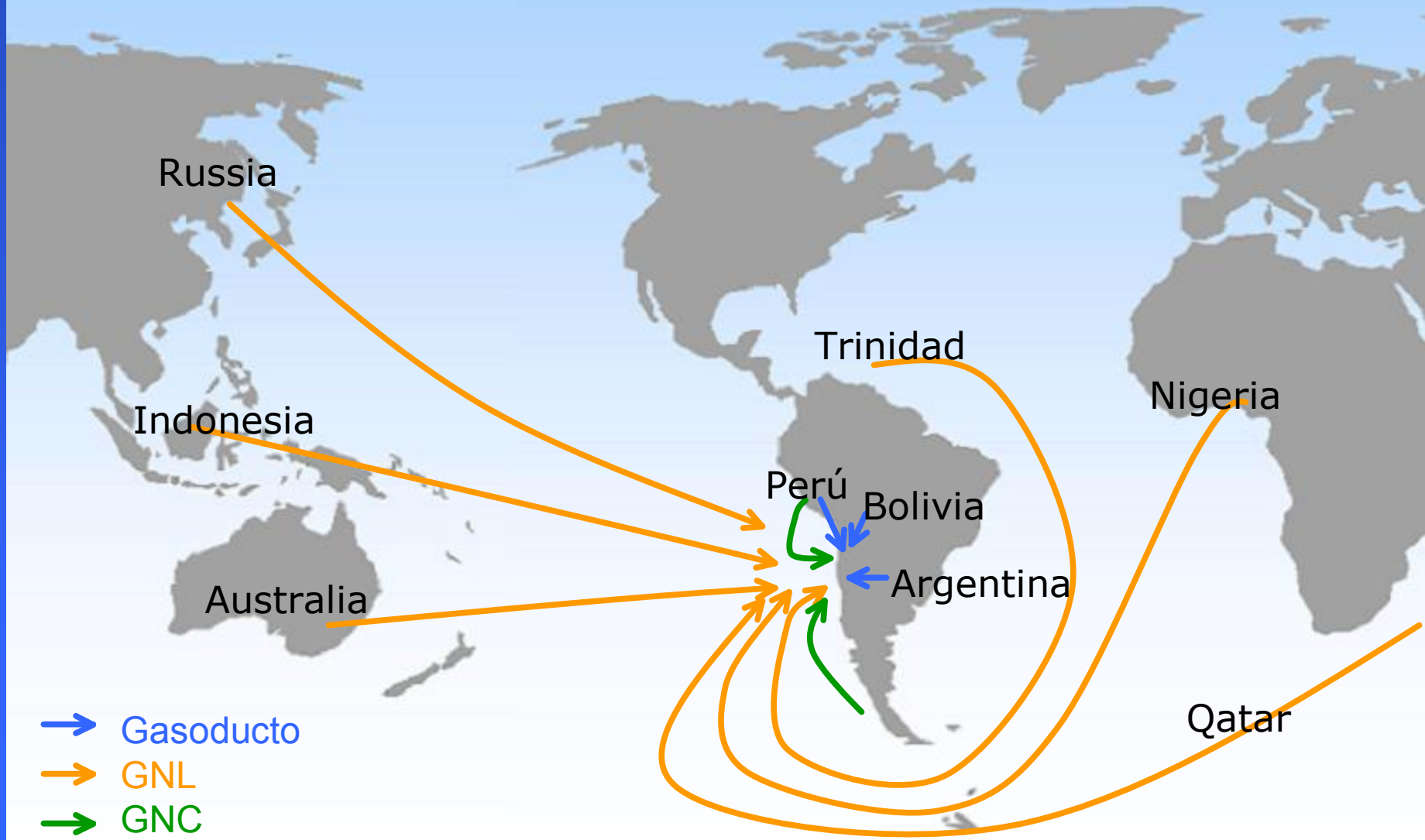
- ✓ Costo desarrollo cadena de valor LNG se sitúa en torno a 3,5 US\$/MMBTU con net back de 0.0 – 4.0 US\$/MMBTU para el gas.

- ✓ Costo desarrollo
 - ❑ Argentino aprox. 1.5 - 2.0 US\$/MBTU
 - ❑ Peruano aprox. 0.5 - 0.75 US\$/MBTU
 - ❑ Boliviano aprox. 0.5 – 1.0 US\$/MBTU

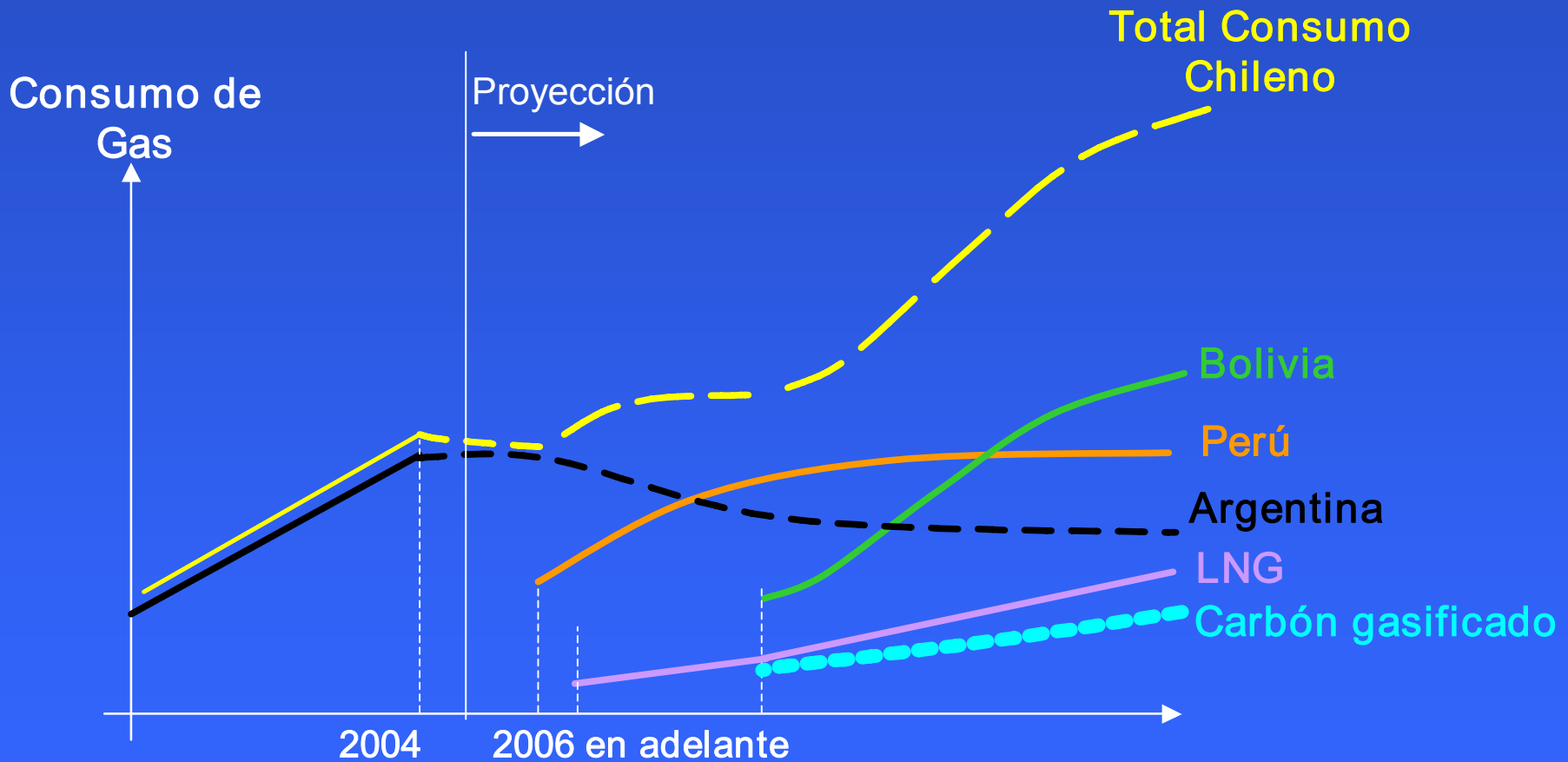
- ✓ En la medida que resulte posible mitigar el riesgo político, el gas regional será opción altamente competitiva.

4.- Opciones de Abastecimiento de Gas Natural

Opciones Actuales de Gas para Chile: Bolivia, Perú y GNL



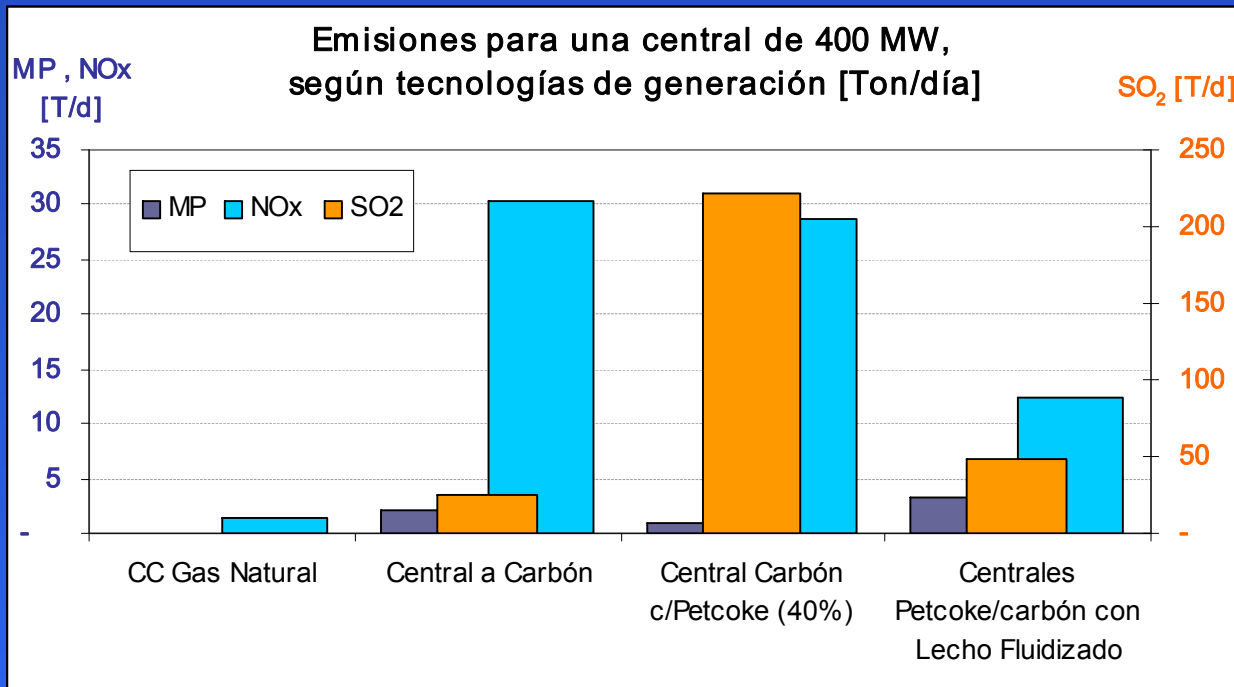
Potencial Consumo/Importación de Gas a Chile



- ✓ El principal uso del gas en Chile será la generación eléctrica, por lo que deberá competir con las opciones hidroeléctrica (ríos australes), carbón y nuclear.
- ✓ Existen opciones de importación de gas y Chile escogerá la(s) más adecuada(s) entre las existentes según la señal económica y la capacidad de mitigar el riesgo político asociado.

4.- Generación e Impacto Ambiental

Emisiones según Tecnologías



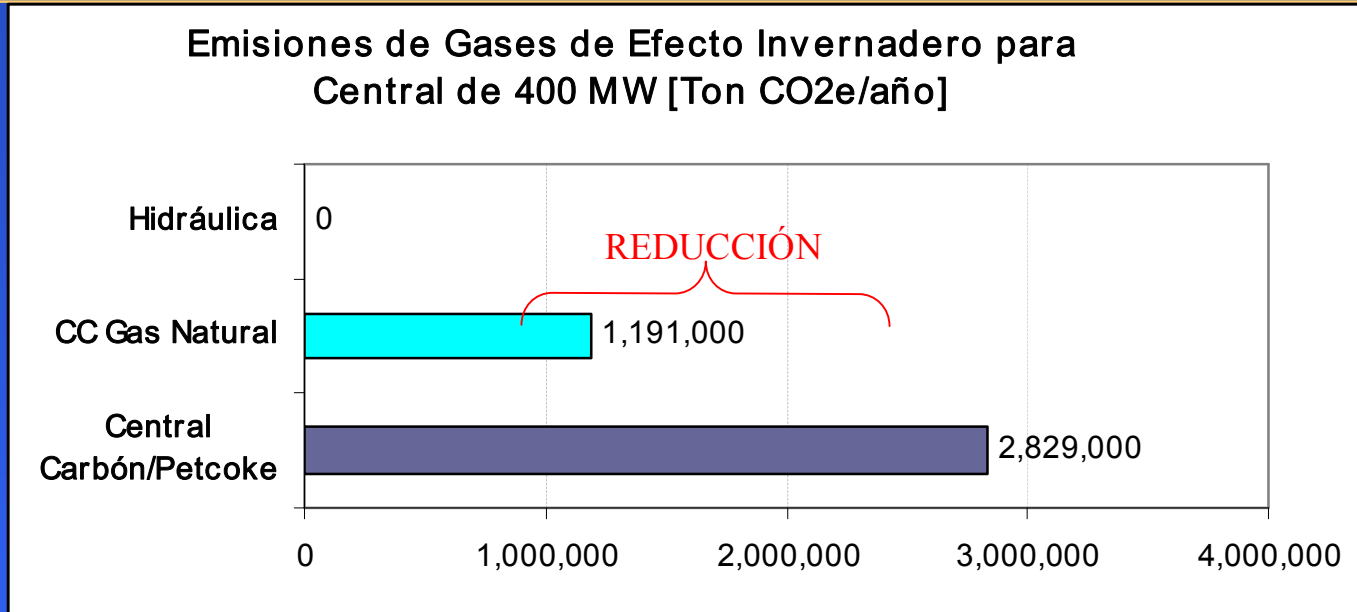
Plan de Obras SIC
(CNE, Oct. 2005):
1520 MW con GNL
2400 MW con Carbón

⇔ 10 centrales de 400MW

- Uso de gas natural en CCs es mucho menos contaminante
- Sólo en Chile sería posible usar petcoke en centrales a carbón sin abatimiento, hasta copar cuencas.
- En cuencas ya copadas por SO₂ se presentan proyectos carbón/petcoke con lecho fluidizado.

- ✓ Riesgo de que hasta 10 nuevas centrales sean carbón/petcoke sin equipos de abatimiento de emisiones en nuevas cuencas.
- ✓ NECESIDAD DE ESTABLECER NORMAS DE EMISIÓN

Gases de Efecto Invernadero – P. Kyoto



Bonos de carbono = incentivo a tecnologías más limpias

Si precio de bonos es 8 [US\$/Ton CO₂e] y se hace aplicable a generación eléctrica mayor:

- Usar CC Gas Nat. en vez de C. Carbón => Reducción de 1.6 mill Ton CO₂e = 13 millones US\$/año = 4.4 US\$/MWh
- Privilegiar C. Hidráulicas en vez de C. Carbón => Reducción de 2.8 mill Ton CO₂e = 22.6 millones US\$/año = 7.6 US\$/MWh

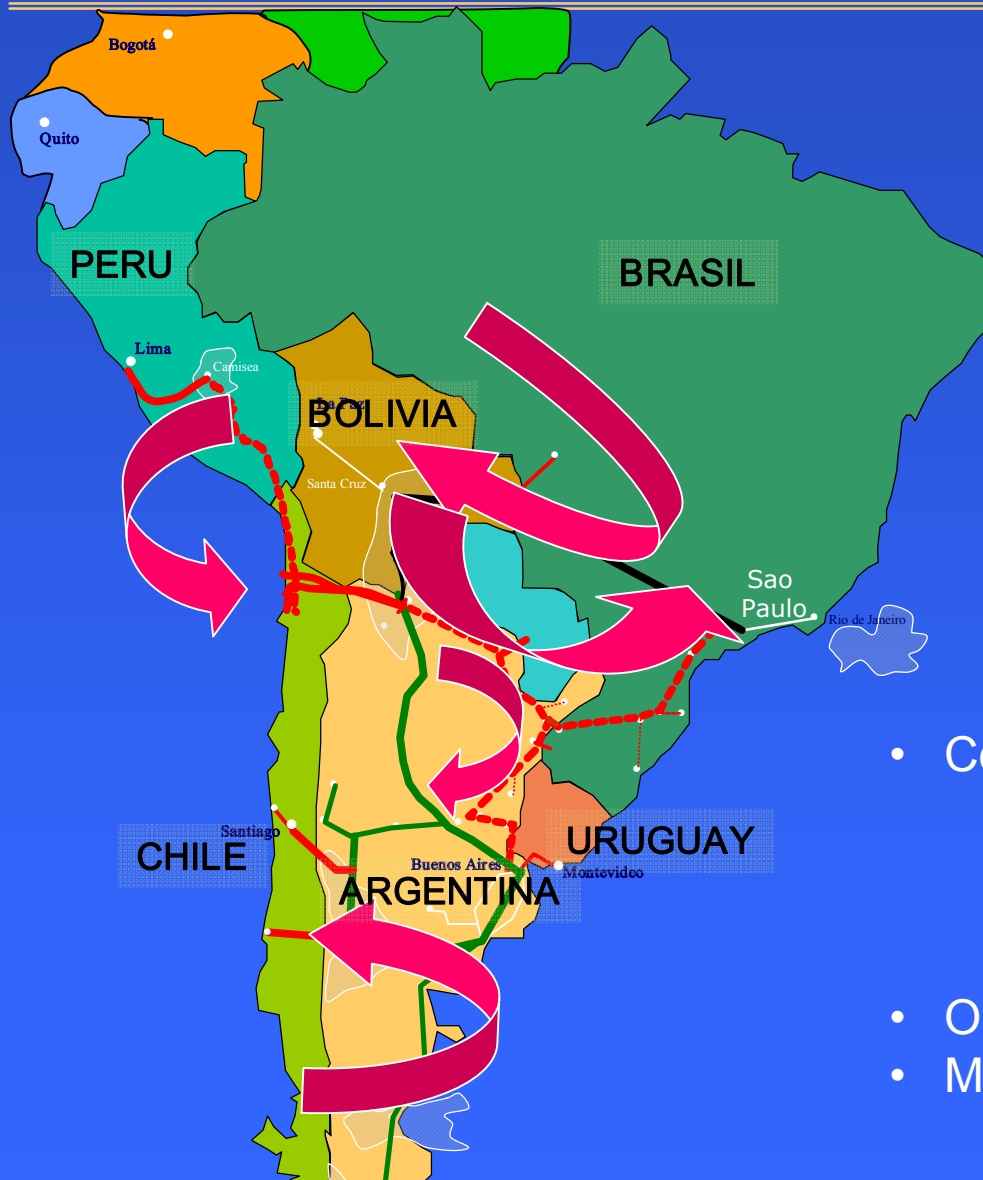
Comparación Carbón Tradicional vs. Limpio

- Mayor inversión por abatimiento de emisiones representa un 10 - 15% en nivel de inversión inicial e implica 3 a 4 US\$/MWh en el costo de desarrollo

Precio Carbón US\$/ton	L.Fluidizado US\$/MWh	Tradicional US\$/MWh
50	57	54
55	59	56
60	61	58
65	63	60
70	65	62
75	67	64

5.- Anillo Energético: Potenciales Intercambios Energéticos y sus Desafíos

Ventajas del Anillo Energético



Construir gasoductos entre países, que unidos a ductos actuales, permitan completar anillo para intercambios físicos y swaps

- Complementariedad
 - Reservas de gas
 - Potencial hidroeléctrico
 - Mayores centros de demanda
 - Capacidad de atraer inversionistas
- Optimización de recursos
- Monetización de reservas

Potenciales Swap del Anillo Energético

1. Se construye ducto Camisea → Norte de Chile. Gas peruano abastece mercado Norte de Chile y Argentina
2. Perú LNG amplía capacidad de licuar
3. Bolivia entrega 20 mill m³/d a Argentina sustituyendo flujo desde Perú
4. Argentina entrega 15 mill m³/día a Chile
5. Perú deja de entregar 15 mill m³/d a Chile y los utiliza en ampliación planta LNG por cuenta de Bolivia



Beneficios:

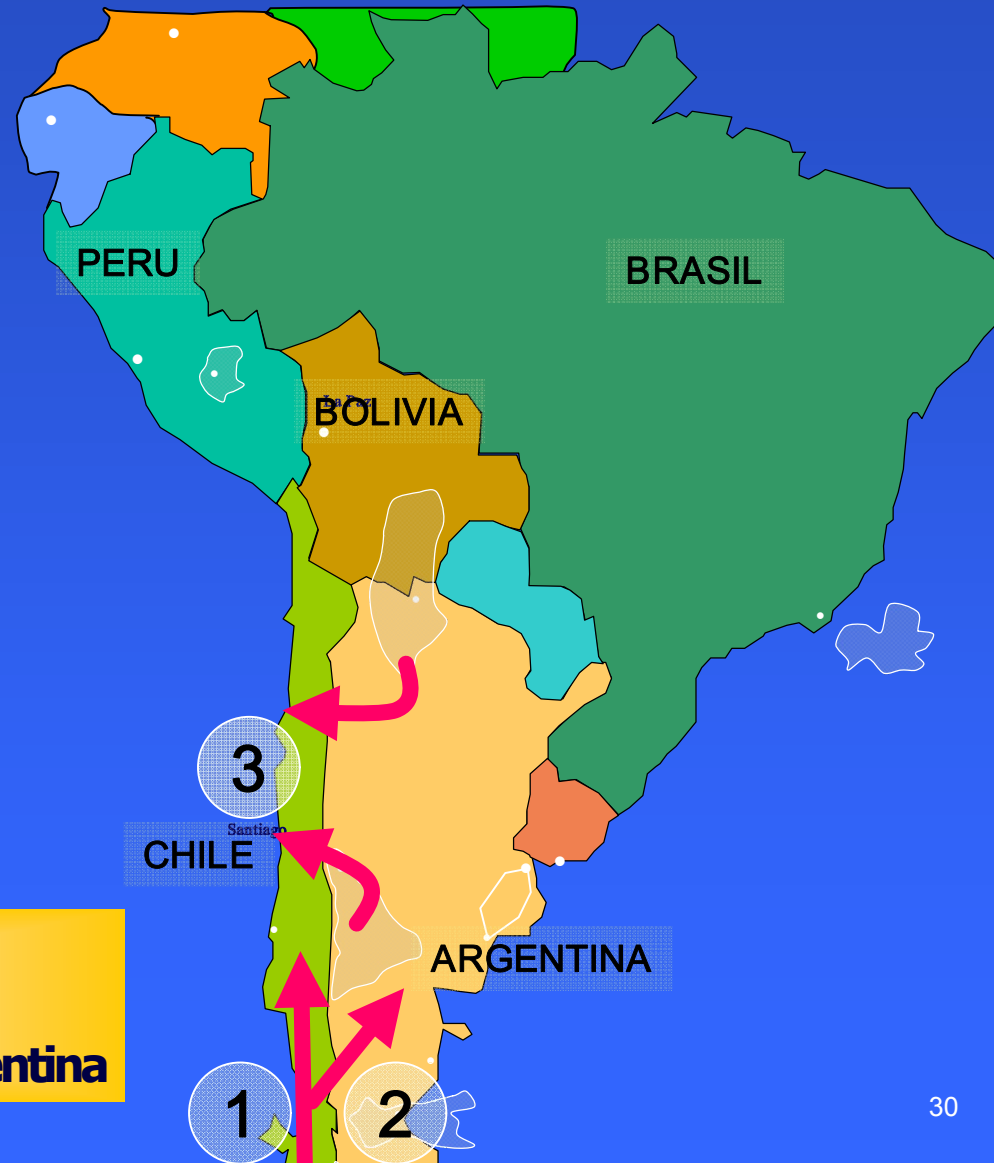
- Mayores ventas Bolivia
- Ahorro inversión ductos y planta LNG gas Bolivia
- Diversificación fuentes gas Argentina

Potenciales Swap del Anillo Energético

1. Se invierte en centrales de generación en ríos australes y línea de transmisión a zona central
2. Chile entrega electricidad "hidráulica" a Argentina a través de ramal
3. Argentina entrega a cambio un nivel equivalente de gas para generación en los CCs del SIC y SING

Beneficios:

- Suministro de gas con seguro
- Ahorro inversión generación en Argentina



Desafíos para Intercambios Eléctricos

	Chile Perú	Chile Bolivia	Chile SIC Argentina	Chile SING Argentina
Necesidad de ampliar capacidad de generación				
Inversión en transmisión				
Inversión en cambio de frecuencia				
Sistema de intercambio local muy pequeño acota tamaño de intercambios				
Acordar protocolo				
Asegurar provisión combustible				

6.- Conclusiones

Conclusiones

1. En los próximos 10 años en el SIC, Chile requerirá:
 - construir unas 15 nuevas centrales de 360 MW de potencia promedio cada una
 - respaldar 6 ciclos combinados (1750 MW)

2. En los próximos 10 años en el SING, Chile requerirá:
 - respaldar 1400 MW de capacidad de 4 ciclos combinados
 - vía adecuaciones en las plantas y logística diesel en el corto plazo
 - a través de una fuente confiable de suministro de gas de largo plazo
 - postergar las decisiones de inversión en generación algunos años, mientras se clarifica la forma de respaldo a sus ciclos combinados

Conclusiones (cont.)

3. La experiencia sufrida por la alta dependencia de Argentina conduce a buscar mayores grados de autonomía (recursos hidroeléctricos, geotermia y carbón subbituminoso local), así como incluir importaciones de combustibles internacionales (carbón, LNG)

4. Entre ellos, la opción de desarrollo más atractiva para Chile es a través de los ríos australes, cuyos aportes se podrían iniciar en unos 8 - 10 años.
En el intertanto, las compañías tenderán a optar por tecnologías probadas:
 - ciclos combinados con LNG si los precios del LNG fuesen inferiores a 5 US\$/MMBtu
 - centrales a carbón

Conclusiones (cont.)

5. En el Norte de Chile, en el corto plazo, es indispensable asegurar que la logística diesel y capacidad dual de los ciclos combinados existentes resulte suficiente.

Para el mediano plazo la mejor opción es identificar una fuente de suministro segura de gas internacional (autonomía vía LNG) o regional (integración vía gasoducto Perú o CNG) para respaldar los 1400 MW de capacidad instalada.

Conclusiones (cont.)

6. Dada la cercanía a grandes reservas de gas regional (Perú, Bolivia, Argentina) el óptimo sería alcanzar acuerdos políticos-económicos, que viabilicen un suministro confiable y competitivo de largo plazo.

De hecho, la integración energética en L.A. puede generar ahorros de US\$ 12000 millones en inversiones y ahorros de más de US\$ 3000 millones en operación anual, por lo que vale la pena perseverar en ella, tanto para el parque ya existente como para parte de las expansiones futuras.

Conclusiones (cont.)

7. Los principales flujos internacionales del gas natural están vinculados a su uso en la generación eléctrica. Para ello sus precios deberán resultar competitivos con las centrales a carbón, nucleares e hidroeléctricas, cuyos costos de desarrollo se sitúan en torno a los 50 a 60 US\$/MWh.

En términos de gas natural, ello implica precios equivalentes dentro del rango 3.5 - 5.0 US\$/MMBTU puesto en planta de generación, habida cuenta de los diferenciales por riesgo político/comercial respectivo.

Conclusiones (cont.)

8. Para la materialización de las inversiones asociadas al anillo energético se requiere que el marco jurídico, que actualmente se negocia, resuelva satisfactoriamente :
- Políticas de estado estables y objetivas en el rubro de energía
 - Acceso abierto a redes físicas
 - No discriminación en prioridades, tarifas, criterios técnicos y exigencias ambientales entre usuarios de un mismo tipo
 - Libre tránsito
 - Condiciones que permitan asegurar suficiencia en capacidad de producción y transporte de energía
 - Mecanismo ágil de solución de controversias
 - Garantías de cumplimiento de contratos

Conclusiones (cont.)

9. Para el período post 2015, tiene sentido que Chile continúe estudiando el potencial de la geotermia y la opción nuclear.

10. Dada la mayor probabilidad de una mayor participación de centrales a carbón en los próximos años, resulta indispensable establecer a la brevedad normas de emisión para nuevas unidades de generación:
 - para adecuarse a estándares internacionales y de normativas de todos los países destinatarios de las exportaciones chilenas
 - porque al incorporarlas al momento de especificar los equipos, la inversión aumenta sólo entre 10 y 15% y el costo de desarrollo entre 3 y 4 US\$/MWh

Conclusiones (cont.)

11. En resumen, ante la disyuntiva de autonomía o integración, creemos que para nuestro país el óptimo es avanzar en ambos frentes en forma simultánea:

- Profundizar la integración (en un esquema de mayores grados de interdependencia), particularmente para la infraestructura existente; y,
- Desarrollar recursos propios (como los ríos australes) para un mayor porcentaje del crecimiento futuro.