

**Emergencia e Intercambios
Internacionales.**

Tesina realizada por:

Claudio CAFIERO
Eduardo DELLEPIANE del VALLE
Liliana GORZELANY

INDICE

- 1.- Introducción
- 2.- Normativa aplicable a las transacciones internacionales de energía de Argentina antes de la Emergencia
 - 2.1.- Exportaciones de Gas Natural: los permisos de exportación
 - 2.1.1.- La Ley N° 17.319. Subordinación de las exportaciones al abastecimiento interno
 - 2.1.2.- La Ley N° 24.076 y su Decreto Reglamentario N° 1738/92, modificado por el Decreto 951/95
 - 2.1.3.- La Resolución SE N° 299/98
 - 2.1.4.- La Resolución SEyM N° 131/2001
 - 2.1.5.- Importaciones de Gas Natural
 - 2.2.- Normativa aplicable a las Transacciones Internacionales de electricidad de argentina antes de la emergencia
 - 2.2.1.- Ley N° 24.065
 - 2.2.2.- Los Procedimientos
 - 2.3.- Acuerdos bilaterales y regionales
 - 2.3.1.- Acuerdos bilaterales y regionales para la exportación de Gas argentino
 - 2.3.1.1.- Chile
 - 2.3.1.2.- Uruguay
 - 2.3.1.3.- Brasil
 - 2.3.1.4.- Bolivia
 - 2.3.1.5.- MERCOSUR
 - 2.3.2.- Acuerdos bilaterales y regionales para la exportación/importación de electricidad
 - 2.3.2.1.- Uruguay
 - 2.3.2.2.- Paraguay
 - 2.3.2.3.- Chile
 - 2.3.2.4.- Brasil
 - 2.3.2.5.- Bolivia
 - 2.3.2.6.- Mercosur
 - 2.4.- Interconexiones con países vecinos
- 3.- La Emergencia Económica
 - 3.1.- La normativa de la emergencia económica
 - 3.1.1.- La convertibilidad
 - 3.1.2.- El Decreto 1570/01: "CORRALITO"
 - 3.1.3.- La Ley 25.561: Fin de la convertibilidad
 - 3.1.4.- El Decreto 214/02: la pesificación
 - 3.1.5.- El Decreto 410/02

- 3.1.6.- El Decreto 704/02
- 3.1.7.- La Ley 25.820
- 3.2.- El impacto de la emergencia en la industria del gas
 - 3.2.1.- Caída del nivel de Inversiones
 - 3.2.1.1.- Las Reservas de Gas Natural en Argentina
 - 3.2.1.2.- Producción de Gas Natural
 - 3.2.1.3.- Reservas (R) v/s Producción (P).
 - 3.2.1.4.- Evolución de la capacidad de Transporte de gas natural
 - 3.2.2.- El Decreto 689/02: La exportación de gas vs. el abastecimiento en el mercado interno
- 3.3.- La emergencia y la Industria Eléctrica
- 3.4.- La emergencia y las exportaciones de energía eléctrica.
 - 3.4.1.- El Decreto 1491/02: mantenimiento de tarifas en dólares para los contratos de exportación de energía eléctrica.
- 4.- La Crisis Energética
 - 4.1.- Falta de Gas Año 2004
 - 4.2.- Composición de la curva de Demanda. Su evolución
 - 4.3.- Incrementos sectoriales de la demanda de gas natural
 - 4.4.- El incremento de la Generación térmica
 - 4.5.- Desabastecimiento de gas: su fundamentación
 - 4.6.- Impacto de la crisis en los intercambios internacionales de gas
 - 4.6.1.- Acciones sobre la demanda
 - 4.6.1.1.- Restringir las exportaciones
 - 4.6.1.1.1.- Restricción de las exportaciones de gas natural: normativa aplicable
 - 4.6.1.1.2.- La Ley de Hidrocarburos, el Marco Regulatorio del Gas y el Protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre la República Argentina y la República de Chile
 - 4.6.1.1.3.- La Resolución S.E. 265/04 del 24 del Marzo de 2004
 - 4.6.1.1.4.- La Disposición de la Subsecretaría de Combustibles N° 27/2004 del 29 de Marzo de 2004
 - 4.6.1.1.5.- Decreto 645/04 del 26 de Mayo de 2004: retenciones a las exportaciones de Gas
 - 4.6.1.1.6.-La Resolución S.E. N° 659/04 del 17 de Junio de 2004
 - 4.6.1.1.7.-La Resolución S.E. 839/04 del 19 de Agosto de 2004
 - 4.6.1.2.- Compra de Fuel-oil para reemplazar el gas natural en las Usinas.
 - 4.6.1.3.- Compras de Electricidad en Brasil
 - 4.6.1.4.- Programa de incentivos para ahorro energético
 - 4.6.2.- Acciones sobre la oferta
 - 4.6.2.1.- Los Decretos N°180/04 y N°181/2004: Acuerdo con los productores.

4.6.2.2.- Importación de gas desde Bolivia

4.6.2.3.- Gasoducto del Nordeste

4.6.3.- Medidas implementadas por la autoridad en el despacho eléctrico

5.- La interconexión y la integración energética regional

5.1.- Distinción entre interconexión e integración energética regional

5.2.- Los beneficios de la integración energética regional

5.3.- Intercambios de energéticos frente a la emergencia

5.4.- La crisis energética argentina en un escenario de mayor integración

6.- Conclusiones. Mercado Común de Energía

1.- Introducción

La presente tesina tiene por objeto analizar el impacto de la emergencia económica argentina y su consecuencia, la crisis energética, en los intercambios internacionales – importación/exportación - de gas y de electricidad, y proponer una recíproca asistencia entre los países del cono sur, con el objeto de adoptar medidas conjuntas para superar este tipo contingencias.

A tal fin se analizará la normativa aplicable a los intercambios energéticos internacionales antes de la emergencia económica, la dictada en ocasión de la misma con incidencia en el sector, el desabastecimiento energético, su impacto en los intercambios antes referidos y las medidas de corto plazo adoptadas por las autoridades del sector.

Como propuesta, se analizarán los beneficios de ahondar en un proyecto de integración energética regional y, fundamentalmente, lo que entendemos que podría ser uno de sus pasos iniciales: la coordinación sistematizada de asistencia mutua a través de la utilización de la infraestructura ya existente para la superación de las crisis energéticas que afectaren a países del cono sur.

2.- Normativa aplicable a las transacciones internacionales

Antes de la emergencia, los intercambios internacionales de gas se encontraban regulados por la normativa que seguidamente se detalla:

2.1.- Exportaciones de gas natural: los permisos de exportación

2.1.1.- La Ley N° 17.319. Subordinación de las exportaciones al abastecimiento interno.

Las normas argentinas sobre exportación de gas privilegiaron históricamente la satisfacción del abastecimiento interno.

Las exportaciones requieren en todos los casos autorización previa del Poder Ejecutivo, quien sólo puede otorgarla en la medida en que quede garantizado el suministro interno.

En tal sentido, la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 de 1967 facultó al Poder Ejecutivo a fijar la política nacional de explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos *“teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad”*. En su art. 6 establece las condiciones en que el Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos *“no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas”*. En el caso concreto del gas, la Ley de Hidrocarburos establecía una preferencia para su adquisición en favor de la empresa estatal que monopolizaba el servicio público de distribución (Gas del Estado S.E.). Esta preferencia aseguraba que sólo pudieran exportarse las cantidades que excedieran el consumo interno.

2.1.2.- La Ley N° 24.076 y su Decreto Reglamentario N° 1738/92, modificado por el Decreto 951/95

A través de la Ley N° 24.076, sancionada el 20 de Mayo de 1992, se establece el marco regulatorio de la Industria del Gas, el cual incluye, entre otros, la privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado.

En lo que a este trabajo interesa, el artículo 3º de la Ley Nº 24.076 establece que, las exportaciones de gas deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de 90 días de recibida la solicitud “*en la medida que no se afecte el abastecimiento interno*”. Se determina el silencio positivo, al establecer que transcurrido el plazo sin pronunciamiento expreso, hay conformidad con la solicitud presentada.

Los exportadores, deben remitir al Ente Nacional Regulador del Gas una copia de los respectivos contratos.

La reglamentación del artículo 3º, efectuada por Decreto Nº 1738/92, establece que:

- La SECRETARÍA DE ENERGÍA tiene la facultad de aprobar o rechazar las solicitudes de exportación de gas natural y de dictar normas complementarias relacionadas con las exportaciones.
- La autorización de exportación no implica autorización para la construcción de gasoductos o nuevas conexiones e instalaciones.
- Las autorizaciones de exportación pueden prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades autorizadas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno según determinación de la Secretaría de Energía. Del contrato de exportación debe surgir la condición de interrumpibilidad de la exportación de excedentes y la ausencia de indemnización en caso de tal interrupción.

2.1.3.- La Resolución SE Nº 299/98

A través de la Resolución S.E. Nº 299/98, se reglamentó el procedimiento para la obtención de los permisos de exportación, conforme las siguientes pautas:

- No afectación del abastecimiento interno.
- Distingue entre autorizaciones de corto plazo y de largo plazo (estas últimas son operaciones por más de 2 años y con un volumen diario promedio mayor a 100.000 m³/día). Las autorizaciones de corto plazo cuentan con un procedimiento abreviado para su autorización.
- Detalla la información a presentar por el solicitante, la cual en síntesis se publica, a fin de que los terceros interesados puedan presentar una oferta de compra del gas para el mercado interno (“tercero interesado” a los fines de la reglamentación, es quien demuestre que pese a sus esfuerzos, le fue denegada la adquisición de tal cantidad de gas en la misma cuenca durante el año anterior a la publicación). El tercero interesado negocia su oferta de compra con el representante técnico del exportador, pudiendo recurrir en queja si considera que medió discriminación de su oferta.
- Enumera la información que la Secretaría de Energía tiene en cuenta para evaluar la solicitud y establece que las autorizaciones se otorgan conforme a principios de transparencia, no discriminación e impactos sobre el mercado interno.
- Define los supuestos de extinción y suspensión de las autorizaciones, que se refieren en todos los casos a incumplimientos de las condiciones previstas en la autorización.

2.1.4.- La Resolución SEyM N° 131/2001¹

Ante la perspectiva de un adecuado horizonte de reservas, la Resolución SEyM N° 131/2001, simplificó el trámite para la obtención de autorizaciones de exportación.

Conforme esta norma, dadas ciertas relaciones técnicas, la aprobación resulta automática y debe emitirse dentro de los 30 días hábiles de presentada la solicitud. En caso de que la exportación involucre obras de infraestructura se debe dar intervención por 10 días hábiles al ENARGAS.

- Junto con la solicitud, se debe presentar:
- a) Contrato de compraventa de gas.
- b) Certificación de reservas disponibles para la exportación que cubrieran el volumen total a exportar durante el plazo del contrato, deduciendo los compromisos ya asumidos en el mercado interno o externo.
- A tal efecto, para el cómputo de las reservas de gas natural totales se sumaban el CIENTO POR CIENTO (100%) de las reservas comprobadas y el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las reservas probables, conforme surgía de los valores declarados a la ex SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA en cumplimiento de la Resolución S.E. N° 482/98, o por las informadas por las empresas operadoras en cumplimiento de la Resolución S.E. N° 319/93 con anterioridad al dictado de aquélla.

2.1.5.- Importaciones de gas natural

El Art. 3° de la Ley 24.076 autoriza las importaciones de gas natural sin aprobación previa del Poder Ejecutivo, estableciendo que los importadores, deberán remitir al Ente Nacional Regulador del Gas una copia de los respectivos contratos.

2.2.- Normativa aplicable a las transacciones internacionales de electricidad de argentina antes de la emergencia.

Antes de la emergencia, los intercambios internacionales de electricidad se encontraban regulados por la siguiente normativa:

2.2.1.- Ley N° 24.065

De conformidad con lo normado por el artículo 34 de la Ley 24.065, toda importación o exportación de energía eléctrica debe ser previamente autorizada por la Secretaría de Energía. Ello significa que no hay posibilidad de establecer relaciones de este tipo sin que exista no sólo el conocimiento sino la aprobación de la autoridad competente. Esta autorización se materializa a través de permisos de exportación e importación, según sea el caso. El permiso no se emite si el solicitante no cuenta con capacidad de generación firme – en el caso de la exportación- o la demanda pertinente –en la importación-, necesarias para respaldar la operación.

La operación autorizada debe concretarse dentro de un plazo no mayor de doce meses a partir de la fecha de su otorgamiento, aunque este plazo podrá ampliarse si para ello fuere necesaria la construcción de una vinculación de transporte.

¹ Como desarrollaremos más adelante, por Resolución S.E. N° 465/04 se dispuso la suspensión y revisión de la Resolución SEyM N° 131/01.

2.2.2.- Los Procedimientos

El Anexo 30 de Los Procedimientos, aprobados por Resolución SEE N° 61/92, sus modificatorias y complementarias, reglamenta las operaciones de importación y de exportación de energía eléctrica, a realizarse entre los agentes y comercializadores del MEM y las empresa que pertenecen a mercados eléctricos de otros países.

De acuerdo con la reglamentación actual, el comercio exterior de electricidad puede canalizarse según dos tipos de transacciones

- **Contratos de importación o exportación** de potencia firme, con energía asociada dependiendo de las necesidades del comprador:
 - Precios y cantidades acordadas libremente por las partes, de conocimiento público. Hasta ahora, los precios pactados son fijos y no se relacionan con los precios que rijan en el mercado spot del país exportador en el momento en que se efectivicen las exportaciones.
 - Plazos de vigencia acordados por las partes, hasta ahora de por lo menos 20 años
 - Pueden requerir o no respaldo del MEM. El respaldo consiste en que si la parte vendedora del contrato de exportación/importación compra en el mercado spot argentino para dar cumplimiento a su contrato en un momento en que el MEM tiene restricciones a la generación, recibe el mismo tratamiento que las demandas locales no interrumpibles. Para acceder a este respaldo, la parte vendedora del contrato deberá pagar los cargos por la correspondiente reserva. De no pagar estos costos se considera que la parte vendedora debe retirar su compra en el mercado spot en un plazo inferior a 1 hora.
 - Si el generador tiene disponibles las máquinas comprometidas en el contrato, la exportación tiene prioridad respecto del abastecimiento del mercado spot interno, a menos que haya restricciones en el sistema de transporte para colocar su oferta en el nodo frontera.
 - Cuando el cumplimiento de un contrato de importación produce vertimiento de energía hidroeléctrica en el MEM, la parte compradora puede, si lo considera conveniente, aceptar reducir los volúmenes importados hasta eliminar el vertimiento previsto.
 - Cada contrato de importación/exportación tiene que contar con una reserva firme de capacidad de transporte en el vínculo internacional, contratada con el transportista internacional que explota las instalaciones asociadas al nodo frontera asignado a ese contrato de exportación/importación.
 - Dentro de la red nacional de transporte no existe la figura de reserva de capacidad. Por tanto, el exportador o el importador con contratos de comercio exterior sufren los mismos efectos que los agentes nacionales frente a restricciones en la capacidad de transporte.
 - La firma de contratos de exportación/importación requiere autorización previa de la Secretaría de Energía.

- **Intercambios de Oportunidad**. Se trata de operaciones interrumpibles en el mercado spot en las que se comercializan excedentes de energía sin pagos asociados de capacidad. Estas operaciones están sujetas a:
 - Mecanismos de coordinación entre los organismos encargados del despacho en ambos sistemas.
 - Excedentes de generación en un sistema que resulten económicamente competitivos con la oferta disponible en el otro sistema.

- Disponibilidad de capacidad de transporte remanente en el vínculo de transporte internacional.
- Disponibilidad de la capacidad de transporte en la red nacional. Se entiende que existe capacidad disponible de transporte en la red nacional si los flujos de importación/exportación no saturan ningún vínculo del SADI.
- Las importaciones spot requieren la intervención de un Comercializador del MEM, encargado de presentar al OED los precios ofertados en el nodo frontera, para distintos volúmenes de importación, que tendrán vigencia durante todo el período estacional. Sólo quienes hagan esta presentación estarán en condiciones de ofertar excedentes de importación en el despacho diario y ante situaciones de emergencia en el abastecimiento del MEM podrán ampliar sus ofertas.
- Los ingresos del Comercializador importador corresponderán a los precios ofertados, con independencia del precio spot en el nodo frontera. Los excedentes monetarios de estas operaciones, si los hubiera, se asignan al Fondo de Calidad de Servicio.
- Los intercambios de oportunidad, si satisfacen las condiciones anteriores, gozan de una autorización implícita de exportación/importación.
- Cuando hay operaciones de importación/exportación spot, los precios en el mercado local se ajustan a las nuevas condiciones de oferta y demanda en el mercado. Esto es, las importaciones se suman como una oferta adicional, reduciendo el precio spot, y las exportaciones se consideran como una demanda adicional, incrementando el precio spot.

Cualquiera sea el tipo de operación mediante la cual se concreta el comercio exterior de electricidad, la normativa vigente integra la oferta o demanda externa al MEM en igualdad de condiciones con oferentes y demandantes internos. Esto significa:

- ◆ Considerar a los demandantes externos como localizados en territorio nacional (en el nodo frontera definido para cada operación de exportación)
- ◆ Considerar a los oferentes externos como localizados en territorio nacional (en el nodo frontera definido para cada operación de importación)
- ◆ Definir los precios del mercado interno en función del precio spot del MEM ampliado (agentes locales más los extranjeros)

De acuerdo con el Punto 6.4 del Anexo 30 de Los Procedimientos, en la operación en tiempo real del MEM “el mantenimiento de la seguridad para evitar una condición de colapso en el MEM tendrá prioridad sobre los compromisos de importación/exportación”. Por tanto, el Organismo Encargado del Despacho (OED) podrá interrumpir transitoriamente la exportación, asumiendo el compromiso de “volver en el menor tiempo posible al intercambio programado en cada nodo frontera”.

De no existir riesgo de colapso, las exportaciones deben ser mantenidas en tanto el generador exportador tenga disponible las máquinas comprometidas por contrato y la exportación no sature un vínculo de transporte del SADI, aún cuando internamente exista restricción al abastecimiento interno por falta de suficiente capacidad de generación en el MEM y cualquiera sea el nivel de precios que tal situación provoque en el MEM.

Es importante recalcar que este nivel de garantía a los contratos externos no responde sólo a prescripciones de la normativa argentina, sino que fue reafirmado por el MEMORANDUM DE ENTENDIMIENTO RELATIVO A LOS INTERCAMBIOS ELECTRICOS E

INTEGRACION ELECTRICA EN EL MERCOSUR, aprobado por el CONSEJO DEL MERCADO COMUN el 23/07/98, que en su Punto 4° establece:

“Asegurar que las reglamentaciones en sus mercados eléctricos permitan la garantía de suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores de otro Estado Parte, independientemente de los requisitos del mercado de origen de suministro.”

El Transporte Internacional (Decreto 0974/97) se define como servicio público y como un tercer subconjunto con características propias al transporte internacional destinado a vincular eléctricamente a oferentes o demandantes mayoristas de energía eléctrica situados en el territorio nacional con oferentes o demandantes situados en otros países, operando con el principio del libre acceso

Estas concesiones en ningún caso implicarán un privilegio de exclusividad territorial que impida conferir iguales derechos a terceros en la misma zona.

La Resolución SEyP 0021/97 precisó los aspectos regulatorios relativos al transporte de energía eléctrica de interconexión internacional. criterios regulatorios para posibilitar compromisos de comercialización internacional en cuanto a ampliaciones de las instalaciones de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional, al procedimiento a seguir para solicitar y otorgar una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional y al establecimiento de los aspectos esenciales, el régimen remuneratorio y el régimen de calidad de servicio y sanciones de una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional

2.3.- Acuerdos bilaterales y regionales

Seguidamente se detallaran los Acuerdos que la Argentina ha suscripto con los distintos países vecinos con el objetivo de facilitar los intercambios energéticos tanto bilaterales como regionales.

2.3.1.- Acuerdos bilaterales y regionales para la exportación de Gas argentino.

2.3.1.1.- Chile.

El 2 de agosto de 1991, en el marco de la ALADI -Asociación Latinoamericana de Integración, creada por el Tratado de Montevideo de 1980, en cuyo ámbito, por Resolución N° 2 del 12 de agosto de 1980 el Consejo de Ministros de Relaciones Exteriores de ALADI previó la celebración de acuerdos de alcance parcial entre los países signatarios- Argentina y Chile firmaron el “Acuerdo de Complementación Económica N° 16” (ACE 16) con el objeto de: “c) Estimular la integración física entre ambos países ...; d) Facilitar el desarrollo de proyectos de interés común en el ámbito de la industria, la infraestructura, la energía...”.

El 27 de noviembre de 1995 las Partes otorgaron el “Protocolo sustitutivo del Protocolo N° 2 del ACE 16”, que finalmente quedó identificado como “Protocolo Adicional N°15”. En este marco se acordaron las “Normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de gas natural entre la República Argentina y la República de Chile”:

- Las partes se comprometieron a fomentar un régimen jurídico que permitiese la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre Argentina y Chile, eliminando las restricciones legales y otorgando las correspondientes licencias

- y autorizaciones de exportación, construcción de instalaciones y transporte de gas - Artículos 1, 3 y 4 Protocolo Adicional N° 15-
- Se reconoce el principio por el cual los permisos de exportación se otorgarán en la medida en que no se comprometa el abastecimiento interno: *“Las Partes no pondrán restricciones a que los productores y otros disponentes de gas natural de la República Argentina y de la República de Chile exporten gas natural al país vecino, sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades debidamente certificadas; que a tal fin comprometen los exportadores e importadores. Tal antecedente permitirá a la Secretaría de Energía de la República Argentina, en nombre del Poder Ejecutivo, y al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de la República de Chile, en nombre del Poder Ejecutivo, según corresponda, considerar las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de gas natural en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, si la legislación de las Partes así lo requiere”* (artículo 2º)
 - Se reconoce que el marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte de gas está constituido por la legislación de cada país y el Protocolo: *“El marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte de gas lo constituye la respectiva legislación de cada Estado y lo convenido en este instrumento. La operación del o los gasoductos se regirá por el sistema de acceso abierto. Los vendedores, compradores y transportistas de gas deberán observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción”*. (artículo 6º)
 - En casos de fuerza mayor o caso fortuito, que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación y al consumo interno, las partes procederán de acuerdo con el principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea su ubicación geográfica (: Art. 7 Protocolo Adicional N°15).
 - Para la resolución de controversias referidas a la interpretación y aplicación del Protocolo, las Partes negociarán en forma directa a través de la Secretaría de Energía de la Argentina y la Comisión Nacional de Energía de Chile. Si no se alcanza una solución dentro de los 15 días, cualquiera de las partes puede recurrir al procedimiento arbitral previsto en el Segundo Protocolo Adicional al ACE 16: *“Si no se alcanza un acuerdo mediante negociaciones directas, las Partes pueden someter la controversia a la resolución del Consejo de Complementación Económica, integrado por expertos de ambos países. Dentro de los 60 días el Consejo propondrá soluciones a las Partes. Si aún se mantuviere la controversia, las Partes podrán recurrir a un Tribunal Arbitral que se integrará con un árbitro designado por cada Parte y el tercero de común acuerdo entre ellos. El Tribunal Arbitral resolverá dentro de los 30 días desde la última designación, prorrogables por igual término, y sus decisiones serán inapelables”* (Art. 11 Protocolo Adicional N°15 y Protocolo Adicional N°2 al ACE 16)

El 29 de octubre de 2002 Argentina y Chile firmaron el Protocolo Adicional N° 26 al ACE 16 sobre *“Información de los mercados de petróleo y gas, y decisiones de la autoridad con relación al intercambio energético entre las Repúblicas de Chile y Argentina”*. Los países se comprometieron a mantenerse recíprocamente informados sobre las autorizaciones de exportación, importación y tránsito de petróleo y de gas natural, así como de sus modificaciones y cancelaciones -Art. 4 del Protocolo Adicional N°26-. Se previó el intercambio de información sobre los regímenes regulatorios del mercado de hidrocarburos, en la medida en que las decisiones involucren cuestiones de intercambio, tránsito o interconexión energética que afecten a ambos países -Art. 6 del Protocolo Adicional N°26-.

2.3.1.2.- Uruguay

Las exportaciones de gas argentino al Uruguay se rigen por el “Acuerdo de abastecimiento de gas natural argentino a la República Oriental del Uruguay” celebrado el 8 de julio de 1991 y el “Acuerdo Complementario” del 20 de septiembre de 1996.

En el Acuerdo de 1991 –que el 31 de enero de 1992 fue formalizado en el marco de la ALADI como “Acuerdo de Alcance Parcial de Promoción de Comercio–Suministro de Gas Natural” (AAP-PC N°1)- el gobierno argentino garantizó que no habría ningún tipo de limitaciones a las exportaciones de gas natural al Uruguay, y que otorgaría un tratamiento igualitario a los consumidores uruguayos, con respecto a posibles restricciones estrictamente técnicas o de infraestructura de transporte -Artículos 2 y 3 del Acuerdo de abastecimiento de gas natural argentino a la República Oriental del Uruguay del 8 de julio de 1991-.

El Acuerdo Complementario de 1996 establece precisiones que se ajustan a los lineamientos de los acuerdos de integración gasífera entre Argentina y Chile

- Las partes promoverán un régimen jurídico que permita la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre Argentina y Uruguay -Art. 1 del Acuerdo Complementario de 1996-
- Las exportaciones quedan sujetas al nivel de reservas y disponibilidades y a la legislación interna de cada país -Artículos 2 y 4 del Acuerdo Complementario de 1996-
- Se garantiza a todo interesado el acceso a las instalaciones de transporte, almacenamiento y demás infraestructura, en condiciones de igualdad, sin discriminaciones de ningún tipo por actividad, persona, nacionalidad y el destino (interno o externo) que tenga el gas natural -Art. 3 inc. b) del Acuerdo Complementario de 1996-
- En casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación y al consumo interno, las partes no discriminarán a los consumidores afectados, cualquiera sea su ubicación geográfica, manteniendo la proporcionalidad existente en situaciones normales -Art. 3 inc. c) del Acuerdo Complementario de 1996-.
- El gobierno uruguayo otorgará concesiones de explotación y almacenamiento subterráneo de gas natural para la utilización por ambos países, en las mismas condiciones que para la construcción y operación de gasoductos -Art. 5 del Acuerdo Complementario de 1996-.

2.3.1.3.- Brasil

En diciembre de 1990 Argentina y Brasil suscribieron el “Acuerdo de Complementación Económica N°14” (ACE 14) en el marco de la ALADI, con el objetivo de crear las condiciones necesarias para el establecimiento de un mercado común. En sus Protocolos el ACE 14 reunió los acuerdos comerciales firmados desde 1986 para la integración económica binacional. No hay normas específicas sobre integración gasífera.

El ACE 14 es un antecedente del Tratado de Asunción, que en marzo de 1991 creó el MERCOSUR, cuyo Consejo aprobó en diciembre de 1999 un “*Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos e integración gasífera*” entre Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay.

El 9 de abril de 1996 Argentina y Brasil acordaron un “*Protocolo de Entendimiento sobre Integración en Materia Energética*”, que promueve la complementación de los sectores eléctrico y de gas. Respecto de los intercambios de gas, ambos gobiernos se comprometen a:

- En el marco normativo de cada país, establecer condiciones que permitan transacciones de energía eléctrica y de gas libremente contratadas entre empresas de los dos países, atendiendo al principio de simetría de tratamiento y evitando prácticas discriminatorias. Se hace hincapié en que el marco normativo aplicable a la importación, exportación y transporte de electricidad y gas será el de la respectiva legislación de cada país.
- Profundizar los estudios vinculados a la inserción del gas natural argentino en la matriz energética brasileña, en particular en el Estado de Río Grande do Sul, fomentando Brasil, en una primera etapa, la instalación de una central termoeléctrica en la ciudad brasileña de Uruguayana a ser alimentada con gas argentino.
- Fomentar las medidas necesarias para la adecuación de los sistemas tarifarios y restricciones no tarifarias.
- Permitir que exportadores e importadores acuerden precios de los energéticos que reflejen costos económicos eficientes, servicios asociados, volúmenes involucrados y garantías necesarias.

El 13 de abril de 2000 la Agencia Nacional do Petróleo (ANP) de Brasil firmó con la Secretaría de Energía y el ENARGAS un acuerdo de cooperación por 10 años para el intercambio de información sobre experiencia regulatoria, intercambio de personal y equipamientos, y para la realización de estudios o proyectos conjuntos que faciliten el planeamiento estratégico, el desenvolvimiento de la regulación y la promoción de oportunidades de comercio internacional para Brasil y Argentina.

En septiembre de 2001 la ANP firmó un acuerdo similar con la Superintendencia de Hidrocarburos (SIRESE) de Bolivia y en septiembre de 2002 con la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile.

2.3.1.4.- Bolivia

En diciembre de 1989 Argentina y Bolivia suscribieron un “Acuerdo de Complementación Económica” y un “Protocolo Energético”, que prescribía el aprovechamiento conjunto de los recursos; en particular, se preveía la importación de gas natural boliviano por un plazo de diez años a partir de la finalización del contrato vigente (1992), con el propósito de industrializarlo o comercializarlo en el mercado argentino o en terceros mercados.

El 16 de febrero de 1998 los gobiernos celebraron un “*Acuerdo de Alcance Parcial de Promoción del Comercio sobre Integración Energética entre Argentina y Bolivia*” identificado como APM N°10 en el marco de la ALADI. Los compromisos asumidos fueron, entre otros:

- Mantener o establecer las normas internas necesarias para permitir el intercambio comercial y transporte energético entre ambos países. No establecer restricciones a la exportación e importación de hidrocarburos y sus derivados, y de energía eléctrica.
- Favorecer la inversión privada en el sector.

- Respetar el principio de acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte energético.
- Proceder de acuerdo con el principio de no discriminación respecto de la demanda de los consumidores de ambos países, sin imponer restricciones al cumplimiento físico de los contratos, distintas de las establecidas en la legislación interna.
- Promover el desarrollo de infraestructura que conecten sus sistemas eléctricos, gasíferos y petrolíferos propendiendo a la creación de una red regional de interconexión energética.
- Promover la transparencia y competitividad de los mercados.
- Alentar y permitir la inversión privada en el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos que decidan ejecutar en conjunto ambas partes.
- Instrumentar un adecuado sistema de información para asegurar los fines del acuerdo.
- Las divergencias serán resueltas mediante negociaciones directas entre las partes.

La importación de gas desde Bolivia se inició en el año 1972 con un volumen de 4,2 MMm³/día, que en 1979 se incrementó hasta 6 MMm³/día.

El abastecimiento se realizó durante 27 años hasta que en septiembre de 1999 Argentina sustituyó las importaciones con producción local.

2.3.1.5.- MERCOSUR

Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay tienen un marco de referencia supranacional, el MERCOSUR, que puede fortalecer la integración energética a partir de una mayor integración comercial.

El 26 de marzo de 1991 Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay firmaron el Tratado de Asunción para la constitución de un mercado común denominado "Mercado Común del Sur" o "MERCOSUR" para: (i) la libre circulación de bienes, servicios y factores productivos mediante la eliminación progresiva de derechos aduaneros y restricciones no arancelarias; (ii) el establecimiento de un arancel común externo; (iii) la coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales; y (iv) la armonización de sus legislaciones para lograr el fortalecimiento del proceso de integración. A efectos de coordinar las políticas macroeconómicas y sectoriales el Grupo Mercado Común, órgano ejecutivo del acuerdo, constituyó Subgrupos de Trabajo, incluyendo al Subgrupo 9 "Política Energética".

Desde el punto de vista institucional, el Tratado de Asunción previó la creación del Subgrupo de Trabajo N° 9 para coordinar las políticas del sector energético. El Subgrupo quedó constituido en 1996 y cuenta con la participación de Chile.

En materia de integración gasífera se avanzó en el intercambio de información prospectiva y sobre marcos regulatorios, y en la firma de un memorandum de entendimiento para la integración gasífera.

El 7 de diciembre de 1999 el Consejo del Mercado Común aprobó el "*Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos e integración gasífera*", en el que los Estados Partes declaran su voluntad de avanzar en el desarrollo del comercio de gas y la complementación de los recursos energéticos del MERCOSUR que permitan diversificar las posibilidades de abastecimiento a los usuarios de cada Estado Parte, ofreciendo

a los agentes de oferta y demanda condiciones de tratamiento no discriminatorio y posibilidad de acceso al mercado de la región. Se acordaron, entre otras, las siguientes acciones:

- Fomentar la competitividad del mercado de producción, evitando prácticas discriminatorias.
- Asegurar que los precios y tarifas de los servicios asociados a la compra y venta de gas (transporte, distribución y almacenaje) respondan en sus respectivos mercados a costos económicos, sin discriminación de usuarios de similares características y sin subsidios directos o indirectos.
- Asegurar que los precios y tarifas incluyan los costos ambientales y sociales para maximizar un desarrollo sustentable.
- Permitir el cumplimiento de los contratos de compraventa libremente pactados entre vendedores y compradores de gas de acuerdo con las leyes y tratados vigentes en cada Estado, absteniéndose de establecer restricciones al cumplimiento físico de los contratos, distintas de las establecidas para contratos internos de la misma naturaleza.
- Otorgar las autorizaciones, licencias o concesiones necesarias para la construcción y operación de gasoductos.
- Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones e interconexiones, sin discriminaciones por nacionalidad, destino (interno o externo), carácter público o privado de las empresas, respetando las tarifas reguladas para su uso y los contratos existentes.
- Promover la elaboración de estudios con miras a la operación conjunta de los sistemas de transporte, así como la identificación de los ajustes necesarios para viabilizar la integración gasífera.

El Tratado de Asunción del 26 de marzo de 1991 (para la creación del MERCOSUR) fue complementado por el ACE N°18 firmado por los mismos países el 29 de noviembre de 1991 en el marco de la ALADI.

También en el marco de la ALADI, el 25 de junio de 1996 el MERCOSUR firmó con Chile el Acuerdo de Complementación Económica N° 35 (ACE 35), y el 17 de diciembre de 1996 firmó con Bolivia el Acuerdo de Complementación Económica N°36 (ACE 36) para conformar una zona de libre comercio y con el objetivo -entre otros- de promover la complementación y cooperación económica, energética, científica y tecnológica.

Cabe mencionar que en el Acuerdo de Complementación Económica N° 35 (ACE 35) firmado por el MERCOSUR con Chile, se dejó a salvo la vigencia de las disposiciones del ACE 16 entre Argentina y Chile que no resulten incompatibles con el ACE 35. Por lo tanto, el Protocolo Adicional N° 15 al ACE 16 sobre integración gasífera mantiene plena vigencia. El Protocolo Adicional N° 12 al ACE 35 regula la certificación de origen de productos exportados a través de ductos.

Asimismo, en el Acuerdo de Complementación Económica N°36 (ACE 36) firmado por el MERCOSUR con Bolivia, se dejó a salvo la vigencia de las disposiciones del Acuerdo de Alcance Parcial de Promoción del Comercio N°10, en tanto instrumenten compromisos bilaterales no tratados por el ACE 36.

2.3.2.- Acuerdos bilaterales y regionales para la exportación/importación de electricidad

Se listan a continuación los acuerdos de intercambio energético internacionales existentes:

2.3.2.1.- Uruguay

El “*Acuerdo de Interconexión Energética entre la República del Uruguay y la República Argentina*”, fue suscripto el 27 de mayo de 1983 y ratificado por Ley N° 23.390, el cual tiene como antecedente, el Acuerdo de Interconexión Energética de fecha 12 febrero de 1974.

Dicho Acuerdo, tuvo como propósito a) Intensificar la cooperación, entre ambos países, en el campo energético, b) Propender a la integración física de ambos países, mediante la interconexión amplia de sus sistemas eléctricos; c) Posibilitar con carácter permanente y estable la operación interconectada de ambos sistemas eléctricos, tendiendo a un enfoque de conjunto, que sea concurrente con las conveniencias y decisiones individuales y con el mantenimiento de la equidad en la distribución de la totalidad de los beneficios resultantes; d) Propender al uso más racional de los recursos a través de la colaboración recíproca y la interconexión física mediante el ahorro de recursos energéticos no renovables el aumento del aprovechamiento de los renovables, la mejor utilización de los equipamientos y el desarrollo profesional de los recursos humanos.

Asimismo se propusieron como objetivos: a) Realización de Intercambios de energía y potencia eléctricas y estableciendo de un régimen operativo permanente y estable con conocimiento global y completo de las necesidades y posibilidades de cada sistema interconectado nacional; b) Suministro de energía eléctrica de sustitución cuando difieran los costos marginales entre ambos sistemas a fin de minimizar costos totales; c) Absorción recíproca de eventuales excedentes de energía eléctrica, realizada de común acuerdo entre ambas Partes; d) Ampliación de los límites operativos de los embalses y la confiabilidad de la operación hidroeléctrica mediante el apoyo recíproco; e) Asistencia de los sistemas eléctricos en caso de emergencia; f) Mejora de la seguridad y calidad de los servicios eléctricos; g) Disminución de los requerimientos de potencia eléctrica aprovechando, entre otros factores, eventualmente diversidades de carga y las posibles complementaciones que puedan surgir en mantenimientos programados; h) Realización de programas conjuntos de capacitación técnica y profesional y asistencia técnica recíproca, orientadas a las finalidades del Convenio, todos los cuales son objeto de una detallada regulación en el Convenio en comentario.

2.3.2.2.- Paraguay

Argentina y Paraguay suscribieron, el “*Convenio de Cooperación Recíproca para la Integración Eléctrica entre la República de Paraguay y la República Argentina*”, del 24 de febrero de 1987, -Decreto 247/87-, por medio del cual se autoriza a Electricidad de Misiones S.A. a importar y exportar energía eléctrica a través de la interconexión de los sistemas eléctricos de las partes intervinientes, autorizándose el tendido de líneas de interconexión a través del río Parana, en Misiones, y la ciudad de Encarnación, en Paraguay.

2.3.2.3- Chile

El Protocolo adicional al ACE N° 16 sobre “*Normas Que Regulan la Interconexión Eléctrica y el Suministro de Energía Eléctrica entre la República Argentina y la República de Chile*” fue suscripto el 29 de Diciembre de 1997.

En dicho Protocolo, las Chile y Argentina acordaron: fomentar y alentar un régimen jurídico interno que permita a las personas naturales o físicas y jurídicas, la libre comercialización, exportación, importación y transporte de energía eléctrica entre la República Argentina y la República de Chile; no poner restricciones a que los generadores y otros agentes del mercado exporten energía eléctrica al país vecino, sobre la base de su energía física disponible, sea esta propia o contratada, que a tal fin comprometan los exportadores e importadores; aplicar a la compraventa, exportación, importación y transporte de energía eléctrica lo convenido en este instrumento en el marco de la respectiva legislación de cada Estado, asegurando condiciones competitivas, permitiendo la libre contratación de suministro y el libre acceso a la capacidad remanente de las redes de distribución y transporte, permitiendo y respetando los contratos de compraventa libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada país, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las establecidas para contratos internos, posibilitando que el abastecimiento de la demanda en cada país resulte del despacho económico.

Asimismo acordaron que, procederán de acuerdo al principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de estos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura involucradas, tanto en la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y como en el consumo interno, debiéndose en todos los casos mantener las condiciones establecidas en los contratos, siendo la Secretaría de Energía de la República Argentina y la Comisión Nacional de Energía de la República de Chile quienes resguardan el cumplimiento de este principio.

Por último, para la solución de controversias pautaron resolverlas mediante negociación diplomática directa, y en caso de resultado infructuoso, recurrir al procedimiento arbitral.

El “*Acuerdo de Complementación Económica N° 16 (ACE 16) entre el Gobierno de la República Argentina y el Gobierno de la República de Chile sobre información de los mercados eléctricos y decisiones de la autoridad con relación al intercambio energético*”, fue suscrito el 19 de mayo de 2000.

Según dicho Acuerdo, cada Parte se compromete a desarrollar un sistema de información del mercado eléctrico, que sea abierto, actualizado, simple y de fácil acceso, con información vinculada a los Procedimientos y Normas Marco Regulatorio Eléctrico, Agentes y Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, Mercados Spot y a Término, el Sistema Inteconectado Nacional, Concesiones de Transporte Internacional, Hidrologías, Autorizaciones de Exportación/Importación, Tarifas de Distribuidores, Prospectiva y/o Planeamiento Indicativo, siendo la Comisión Nacional de Energía de la República de Chile y la Secretaría de Energía de la República Argentina, los organismos encargados de velar porque ello se cumpla.

Asimismo, los organismos antes referidos se reunirán una vez al año, con el objeto de: revisar el cumplimiento de los Acuerdos Binacionales en materia de energía eléctrica; analizar los sistemas de información nacional y estudiar los perfeccionamientos a emprender en los mismos, definir los escenarios bases y metodología a usar en la elaboración de las prospectivas nacionales.

2.3.2.4- Brasil

El “*Protocolo de Intenciones entre la República Argentina y la República Federativa del Brasil sobre Integración en Materia Energética*” fue suscripto en 9 de Abril de 1996.

En lo que a energía eléctrica refiere, ambas partes se comprometen a:

- establecer condiciones que permitan transacciones de energía eléctrica y gas libremente contratadas entre empresas de los dos países, atendiendo al principio de simetría de tratamiento comprometiéndose igualmente a otorgar las autorizaciones, licencias o concesiones de operación, explotación de gasoductos y redes de transporte de energía eléctrica que resulten necesarios para las actividades de exportación e importación, evitándose prácticas discriminatorias;
- impulsar la realización del emprendimiento hidroeléctrico de Garabí
- avanzar en la definición de las condiciones básicas para la concreción de interconexiones eléctricas tendientes a lograr la integración de los respectivos mercados, apoyando las actividades empresarias para la implantación de las interconexiones eléctricas, que posibiliten el intercambio de energía entre ambos sistemas conciliándolas con la localización del aprovechamiento hidroeléctrico y de la Estación Conversora de Garabí.
- fomentar las medidas necesarias entre las cuales se halla la adecuación de los sistemas tarifarios y restricciones no tarifarias para la consecución de los objetivos definidos en el Protocolo.
- el marco normativo aplicable a la importación, exportación y transporte de energía eléctrica, será el constituido por la respectiva legislación de cada país.
- permitir que exportadores e importadores acuerden precios de los energéticos que reflejen costos económicos eficientes, servicios asociados, volúmenes involucrados y garantías necesarias.

El “*Memorándum de Entendimiento entre la República Argentina y la República Federativa del Brasil sobre el desarrollo de Intercambios y futura integración Eléctrica*”, fue suscripto el 13 de Agosto de 1997.

Conforme el mismo, Argentina y Brasil, acordaron una serie de principios de simetrías mínimas con el objetivo de promover el desarrollo del proceso de integración eléctrica regional y los compromisos internacionales asumidos por cada una de las partes. Esos principios son: asegurar condiciones competitivas del mercado de generación, sin la imposición de subsidios y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias; permitir a los agentes contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los dos países; permitir y respetar la realización de contratos de compraventa libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, no estableciéndose restricciones al cumplimiento físico de los mismos, distintas a las establecidas para contratos internos; posibilitar, dentro de cada país, que el abastecimiento de la demanda resulte del despacho económico de cargas, incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales; respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones del transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales; respetar los criterios generales de seguridad y calidad del

abastecimiento eléctrico de cada país; garantizar el acceso abierto a la información de los sistemas eléctricos, de los mercados y sus transacciones en materia de energía eléctrica, comprometiéndose por último a, realizar los estudios necesarios para una operación conjunta de los mercados de ambos países.

2.3.2.5.- Bolivia

El contenido del “*Acuerdo de alcance parcial sobre Integración Energética entre la República Argentina y la República de Bolivia*”, suscripto el 16 de febrero de 1998, ya fue analizado en el apartado 2.31.4. de la presente tesina, el cual damos por reproducido.

2.3.2.6.- MERCOSUR

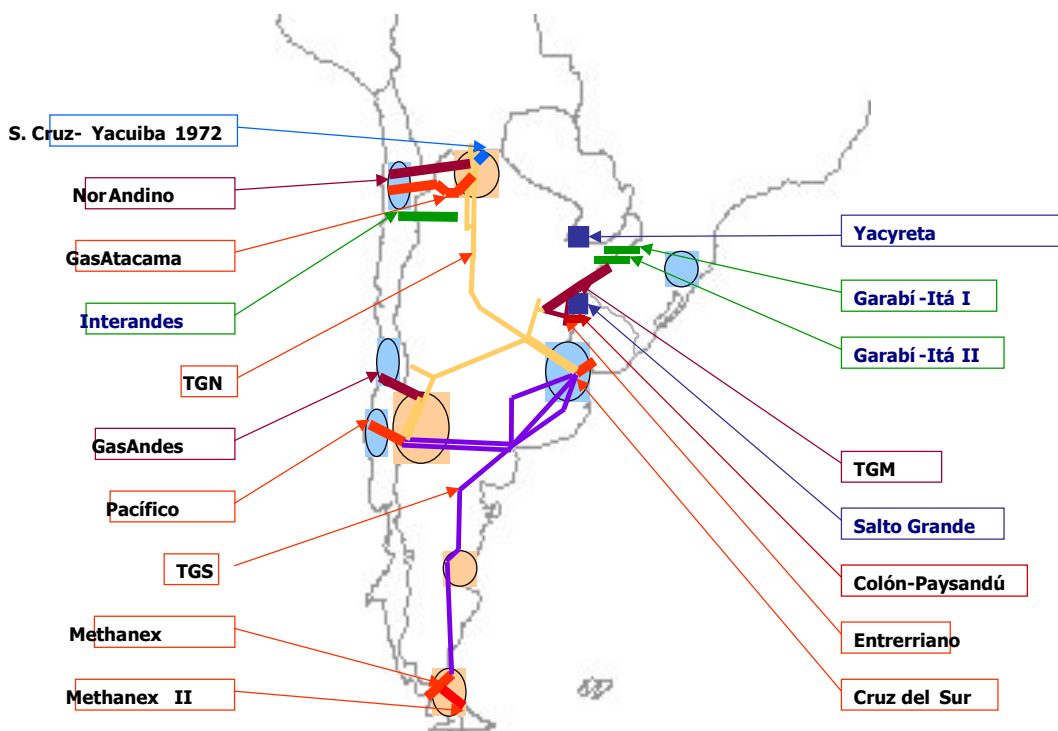
El “*Memorandum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica del MERCOSUR*”, MERCOSUR/MC/DEC. N 10/98 del CMC – 23/VII/1998, mediante el cual los Estados partes del MERCOSUR, considerando el interés en desarrollar el intercambio de energía eléctrica entre los mismos, con miras a la complementación de sus recursos energéticos que permita optimizar la seguridad del abastecimiento a los usuarios, colocación de excedentes de energía y su capacidad instalada acordaron los siguientes principios de simetrías mínimas: asegurar condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, sin subsidios que alteren las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre Estados partes; permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes del MERCOSUR; permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados en vigencia entre Estados Partes, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento físico de los mismos, distintas de las establecidas para los contratos internos de la misma naturaleza; asegurar que las reglamentaciones en sus mercados eléctricos permitan la garantía de suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores de otro Estado Parte, independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro; no discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica; posibilitar, dentro de cada Estado Parte que el abastecimiento de la demanda resulte del despacho económico de cargas, incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales; respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico; garantizar el acceso abierto a la información; determinar la elaboración de estudios, con miras a la operación conjunta de los mercados de los Estados Partes, así como la identificación de los ajustes necesarios para viabilizar la integración eléctrica.

2.4.- Interconexiones con países vecinos

Argentina ha desarrollado a lo largo de las últimas décadas inversiones en infraestructura que ha permitido las interconexiones de energía con los países vecinos tanto de gas como de electricidad.

En el siguiente cuadro se resumen las mismas:

País	Tipo Interconexión	Nombre	Año	Cap. Max.	Descripción
Uruguay	Electricidad	Salto Grande	1979	1890 MW	Emprendimiento binacional que provee energía a Uruguay y Argentina, a través de una central de pasada sobre el río Uruguay
	Gas	Cruz del Sur	2001	0,14 MMm3/d	Hacia fines del año 2001 se iniciaron las operaciones comerciales del gasoducto uniendo la red de gas de alta presión de Buenos Aires con los mercados de gas en el sur de Uruguay.
Paraguay	Electricidad	Yacyreta	1984	3100 MW	Entre 1994 y 1998 se fueron incorporando las 20 turbinas de la central pero quedo operando a una cota inferior a la de diseño (83 metros sobre el nivel del mar). Es voluntad del Gobierno Nacional el Plan de Terminación de Yacyreta a través de un incremento progresivo hacia la cota de diseño, ello implicará pasar de una potencia de 1700 MW a 3100 MW y de una generación anual de 11450 GWh a 18500 GWh.
Chile	Electricidad	Termoandes	2000	200 MW	No interconectada al MEM. Energía transportada hacia el norte de Chile a través de una línea de 345 KV.
	Gas	Gasoducto NorAndino	1999	5 MMm3/d	Gasoducto de exportación a la Región Norte de Chile, abastece consumos industriales, distribuidoras y usinas.
		Atacama	1999	4,5 MMm3/d	Inició su operación comercial en junio de 1999 con objeto transportar gas generadores del Norte de Chile y a clientes industriales y mineros en las Regiones II y III.
		GasAndes	1997	8,7 MMm3/d	A la zona central de Chile se transporta gas desde la Cuenca Neuquina para el abastecimiento de la compañía distribuidora de Santiago y 3 centrales termoeléctricas del SIC.
		Gasoducto del Pacífico	1999	3,9 MMm3/d	gasoducto de exportación destinado a abastecer los consumos industriales y residenciales en las localidades de Concepción al Sur de Santiago, Chile.
		Gasoductos METANEX		4,45 MMm3/d	gas producido en el area Magallanes, utilizada en la planta chilena de METANEX para la producción de Metanol
Brasil	Electricidad	Garabi I	2000	1000 MW	Exportación al Estado de Rio Grande Do Sul a través de la planta conversora ubicada en el nodo frontera Garabí
		Garabi II	2002	1000 MW	Exportación adicional al Estado de Rio Grande Do Sul a través de la planta conversora ubicada en el nodo frontera Garabí
	Gas	"TGM" Gto. Transp. de Gas del Mercosur	2000	2,8 MMm3/d	Gasoducto de exportación que une Aldea Brasileira con Paso de los Libres llegando a la localidad de Uruguayana (Brasil), a través del gasoducto de TSB.
Bolivia	Gas	Tarija-Campo Durán	1972	6 MMm3/d	El abastecimiento se realizó durante 27 años hasta que en el año 1999, Argentina sustituyó las importaciones con producción local



3.- La emergencia económica

A raíz de la severa crisis económica que venía atravesando el país desde hace muchos años y como consecuencia de haberse arribado hacia el año 2001 a una situación extrema, a partir de fines de dicho período se dictaron una serie de normas (leyes, decretos, comunicaciones del Banco Central de la República Argentina, etc.) que, entre otras, implicaron el abandono de la convertibilidad, la pesificación de las obligaciones de dar suma de dinero, amén de una seria restricción a la libre disposición del dinero en efectivo, poniendo en juego el derecho de propiedad protegido por nuestra Constitución Nacional (art. 17).

En este acápite haremos entonces una breve síntesis, en lo que a esta tesina interesa, de las medidas adoptadas por las autoridades en la materia, para posteriormente referirnos a cómo esas medidas impactaron en la industria del gas y de la electricidad y en sus intercambios internacionales.

3.1.- La normativa de la emergencia económica

3.1.1.- La convertibilidad

En primer lugar es necesario hacer un poco de historia. Como se recordará, en 1991 fue sancionada la ley 23.928 (Adla, LI-B, 1752) que estableció la convertibilidad equiparando, el valor de la unidad de nuestra moneda, a un dólar de los Estados Unidos de América.

En junio de 2001, fue promulgada la ley 25.445 (Adla, LXI-D, 4043) que introdujo una ligera modificación a la anterior -convertibilidad de la moneda nacional al promedio resultante de aquella moneda extranjera y un euro de la Unión Europea- cuya entrada en

vigencia quedaba supeditada al decreto del Poder Ejecutivo que así lo dispusiera.

Pocos meses después, el 24 de septiembre de 2001, fue promulgada la ley 25.466 (Adla, LXI-E, 5443). Dispuso que todos los depósitos a plazo fijo y a la vista, en pesos o moneda extranjera, eran intangibles; que el Estado, en ningún caso, podía alterar las condiciones pactadas entre el depositante y la entidad financiera, ni disponer el canje por títulos de la deuda pública, ni prorrogar sus plazos, ni alterar las tasas pactadas o la moneda de origen y tampoco reestructurar los vencimientos. La ley declaraba que era de orden público, y que los derechos derivados para los depositantes eran derechos adquiridos amparados por el art. 17 de la Constitución Nacional.

3.1.2.- El Decreto 1570/01: "CORRALITO"

El 1° de Diciembre de 2001, se dicta el Decreto 1570/01, denominado "Corralito" que, si bien mantuvo la convertibilidad 1 a 1 y la intangibilidad, dispuso la prohibición del retiro de fondos en efectivo por arriba de los 250 pesos por semana, hasta que concluyera el canje de los títulos de la deuda pública externa prevista en el decreto de necesidad y urgencia 1387/01. Prohibición de giros al exterior. Se autorizaba las transferencias entre cuentas bancarias del país sin limite.

3.1.3.- La Ley 25.561: Fin de la convertibilidad

Por medio de la Ley 25.561 (Adla, LXII-A, 44), se declara la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al Poder Ejecutivo nacional las facultades comprendidas en la ley, hasta el 10 de diciembre de 2003, "con arreglo a las bases que se especifican seguidamente: 1. Proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario, y del mercado de cambios..."

En su art. 2° faculta de manera expresa "al Poder Ejecutivo para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras... Su art. 3°, que es el que produjo el impacto o conmoción mayor, deroga "los arts. 1°, 2°, 8°, 9°, 12, y 13 de la ley 23.928 (Adla, LI-B, 1752), nuestra conocida "ley de convertibilidad". En su art. 4° ratifica el nominalismo y también la prohibición de indexar, que contenía la misma ley, pero, agrega, "con las salvedades previstas en la presente ley". Mantiénese, además, expresa la norma (art. 5°), "con las excepciones y alcances establecidos en la presente ley, la redacción dispuesta en el art. 11 de la ley 23.928 para los arts. 617, 619 y 623 del Código Civil".

Luego (art. 6°) "reestructura" (o convierte a pesos) las deudas en dólares de los prestatarios con el sistema financiero "estableciendo la relación de cambio de un peso = un dólar" sólo en las deudas cuyo importe no fuere superior a U\$S100.000, y respecto de ciertos deudores que podían presumirse de menor poder económico (créditos personales, créditos de micro, pequeña y mediana empresa, etc.).

De otro lado, como en pago de los préstamos en dólares que habían otorgado, los Bancos recibían pesos y debían devolver dólares a los depositantes, dice la norma que se "podrán establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas...". Como garantía a este efecto se "crea un derecho a la exportación de hidrocarburos, por el término de cinco años".

En lo que hace a las obligaciones en moneda dólar no vinculadas al sistema financiero, la solución de la ley es distinta. No impone la pesificación compulsiva, como la impondrá luego el Decreto 214/02, sino que autoriza al deudor a entregar pesos "a la relación de cambio de un peso por un dólar", pero "en concepto de pago a cuenta de la suma que en

definitiva resulte" debiendo las partes durante un lapso no mayor de ciento ochenta días "negociar la reestructuración de sus obligaciones recíprocas, procurando compartir de modo equitativo los efectos de la modificación de la relación de cambio". De no haber acuerdo, cualquiera de las partes podrá acudir a la justicia para dirimir sus diferencias. Y se faculta al Poder Ejecutivo para dictar "disposiciones reglamentarias sobre situaciones específicas, sustentadas en la doctrina del art. 1198 del Código Civil y el principio del esfuerzo compartido".

3.1.4.- El Decreto 214/02: la pesificación

Con fecha 2/2/2002 se dicta el decreto 214/02 (Adla, LXII-A, 117), denominado "decreto de la pesificación", el cual junto a la Ley 25.561, ha tenido incidencia sustancial en el régimen de las "obligaciones de dar sumas de dinero", cabalmente las contempladas en los arts. 616 al 624, inclusive, de nuestro Código Civil.

Quedaron pesificadas todas las obligaciones de dar sumas de dinero cualquiera fuere su causa u origen (judiciales o extrajudiciales) expresadas en dólares. Todos los depósitos en dólares quedan convertidos a razón de 1,40. Se crea el CER y se aplica una tasa de interés mínima para los depósitos y una máxima para los préstamos. Se suspende por 180 días todos los procesos judiciales y medidas cautelares y ejecutorias en los que se demande o accione en razón de créditos, deudas, obligaciones, depósitos, o reprogramaciones financieras.

En cuanto a las obligaciones no vinculadas al sistema financiero, expresadas en dólares u otra moneda extranjera, cualquiera sea su origen o naturaleza, se pesifican todas a razón de un dólar estadounidense = un peso, aplicándose también el CER o coeficiente de estabilización. Para este supuesto también preveía un reajuste equitativo, para supuestos de desfase. La norma dispone aquí una instancia previa, entre partes, de conciliación o de renegociación del contrato, pues en párrafo más abajo agrega:... "De no mediar acuerdo a este respecto, la justicia decidirá sobre el particular. Este procedimiento no puede ser requerido por la parte que se hallare en mora y ésta le resultare imputable. Los jueces llamados a entender en los conflictos que pudieren suscitarse por tales motivos, deberán arbitrar medidas tendientes a preservar la continuidad de la relación contractual de modo equitativo para las partes".

3.1.5.- El Decreto 410/02

Con fecha 1/3/2002 se sanciona el decreto 410/02 (Adla, LXII-B, 1680) por medio del cual se establece que no quedan comprendidos en la pesificación las financiaciones entidades vinculadas al comercio exterior, las salidas de tarjetas de crédito fuera del país, las obligaciones en moneda extranjera y que resulte aplicable la ley extranjera, etc.

3.1.6.- El Decreto 704/02

Con fecha 30/04/2002 se sanciona el decreto 704/02 (Adla, LXII-C, 2934), que incorpora el inc. g) al dec. 410/02 mediante el cual se establece que las obligaciones de dar sumas de dinero en moneda extranjera contraídas por personas físicas o jurídicas radicadas o residentes en el extranjero para afrontar en el país deben cancelarse en la moneda pactada.

3.1.7.- La Ley 25.820

La ley 25.820 (Adla, LXIV-A, 38) generaliza la pesificación a todos los préstamos bancarios en consonancia con lo establecido por el dec. 214 y, por otro lado, generalizando para todas las obligaciones no vinculadas al sistema financiero, la solución pesificatoria establecida por el Dec. 214, hubiese existido, o no, mora del deudor y con la posibilidad de

practicar un "ajuste equitativo".

3.2.- El impacto de la emergencia en la industria del gas

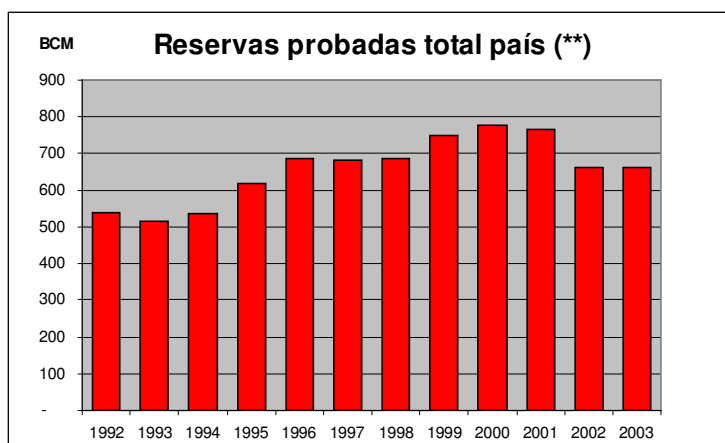
3.2.1.- Caída del nivel de Inversiones

La emergencia económica impactó negativamente en el nivel de inversiones del sector, lo cual, como veremos, ha tenido, entre otros, incidencia directa en la crisis energética en la cual la Argentina se vería sumida a partir del año 2004.

3.2.1.1.- Las reservas de gas natural en Argentina

Desde la privatización del sector (1992) las reservas de gas mostraron una tendencia creciente, que se quebró a partir del dictado de la Ley de Emergencia (fines 2001).

Conforme se puede visualizar en el gráfico que sigue, aún cuando el nivel de reservas decayó significativamente en el año 2002, éstas siguieron siendo abundantes. A fines de 2003, las reservas probadas ascendían a 664 BMC (*).

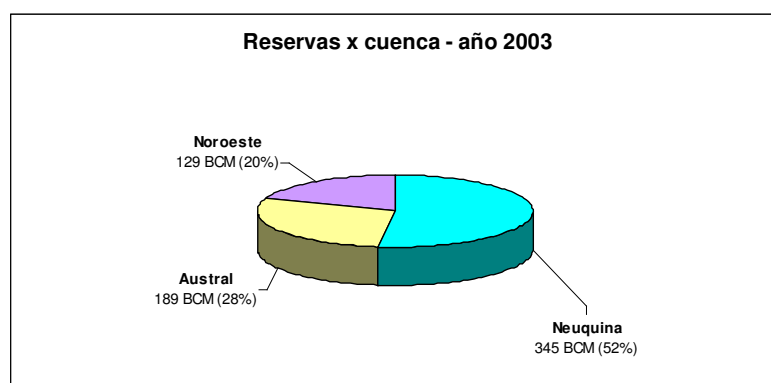


Nota: (*) 1 BCM = 1 billón de m³ = 1000 millones m³

Considerando las reservas probables (306 BCM), las reservas totales ascenderían a 970 BCM.

(**) Las reservas del año 2003 no están certificadas, por lo que se ha supuesto que se mantienen igual al año anterior.

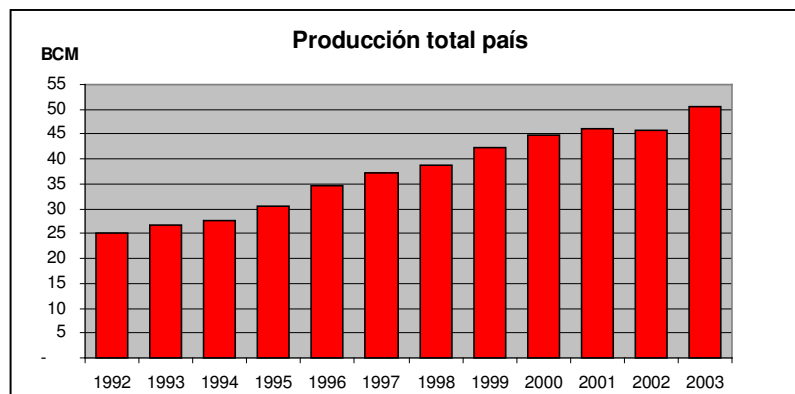
En el gráfico siguiente se muestran la distribución de reservas entre las 3 cuencas más relevantes de Argentina:



3.2.1.2.- Producción de gas natural

A su vez, los niveles de producción han aumentado sistemáticamente desde la privatización del sector. En el año 2003, con una incipiente reactivación de la economía argentina, se alcanzó la producción record de 50,6 BCM, con un crecimiento de 11% con respecto al año anterior.

La cuenca de Neuquén está siendo fuertemente explotada, requiriéndose importantes inversiones para ampliar su capacidad de extracción y procesamiento de gas.



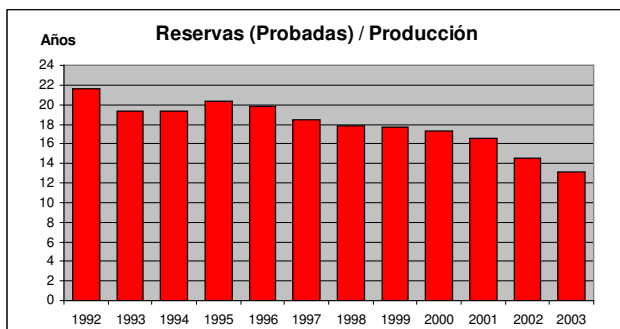
	2000	2001	2002	2003	Var 03/02
Noroeste	7,1	7,8	7,9	8,1	3%
Neuquina	25,9	26,0	25,7	29,9	17%
Austral	11,9	12,2	12,3	12,6	3%
Total	44,9	46,0	45,8	50,6	11%

3.2.1.3.- Reservas (R) v/s Producción (P)

La relación reservas (probadas) respecto producción (R/P) ha bajado sistemáticamente hasta alcanzar aproximadamente 13,1 años el 2003. Esto obedece a un fundamento económico, cual es acortar el plazo esperado para monetización de reservas. En Estados Unidos, con un mercado de gas natural maduro, la relación de equilibrio es de 10 años.

La cuenca Neuquina, la más importante e intensivamente explotada, aún cuenta con reservas para 11,5 años más.

En virtud de ello, se espera que los productores del sector todavía focalicen sus esfuerzos en aumentar la producción, profundizando los mercados actuales y desarrollando otros nuevos, tendiendo a reducir aún un poco más la relación R/P.



	Res 1P/Prod
Noroeste	16,0
Neuquina	11,5
Austral	15,0
Total	13,1

En la tabla siguiente se muestran los balances entre producción, consumo y exportaciones de gas natural correspondiente a los últimos años, así como también sus variaciones porcentuales.

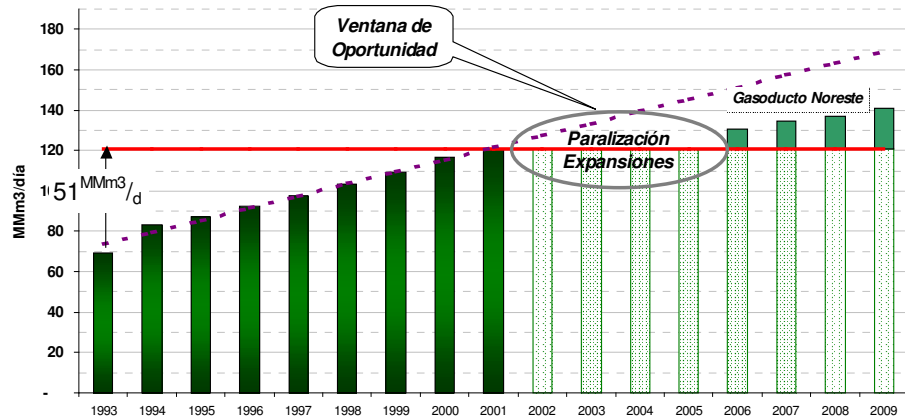
Balance de gas Cifras en BCM	Año 2001	Año 2002	Año 2003	Var 03/02
Producción	46,0	45,8	50,6	11%
Reinyección, Venteo	3,9	4,1	4,4	
Consumo en yacimiento	5,0	5,3	5,7	
Entregas al mercado	37,2	36,5	40,6	
Entregas al Mercado	37,2	36,5	40,6	11%
Mercado Interno	31,1	30,5	33,7	11%
Residencial + Subdist.	7,1	7,0	7,3	4%
Comercial + Entes Oficiales	1,4	1,3	1,4	6%
Industrial	9,6	9,8	10,7	9%
Centrales Eléctricas	8,9	7,8	8,8	13%
GNC	1,9	2,0	2,6	29%
Pérdidas, desbalances	2,3	2,5	2,9	13%
Exportación	6,1	5,9	6,8	15%
Brasil	0,7	0,5	0,5	
Chile	5,3	5,4	6,2	
Uruguay	0,0	0,0	0,1	

Establecido como ha impactado la emergencia en la producción y las reservas de gas, pasaremos ahora a analizar las medidas que han tenido directa incidencia en los intercambios de gas internacionales.

3.2.1.4.- Evolución de la capacidad de transporte de gas natural

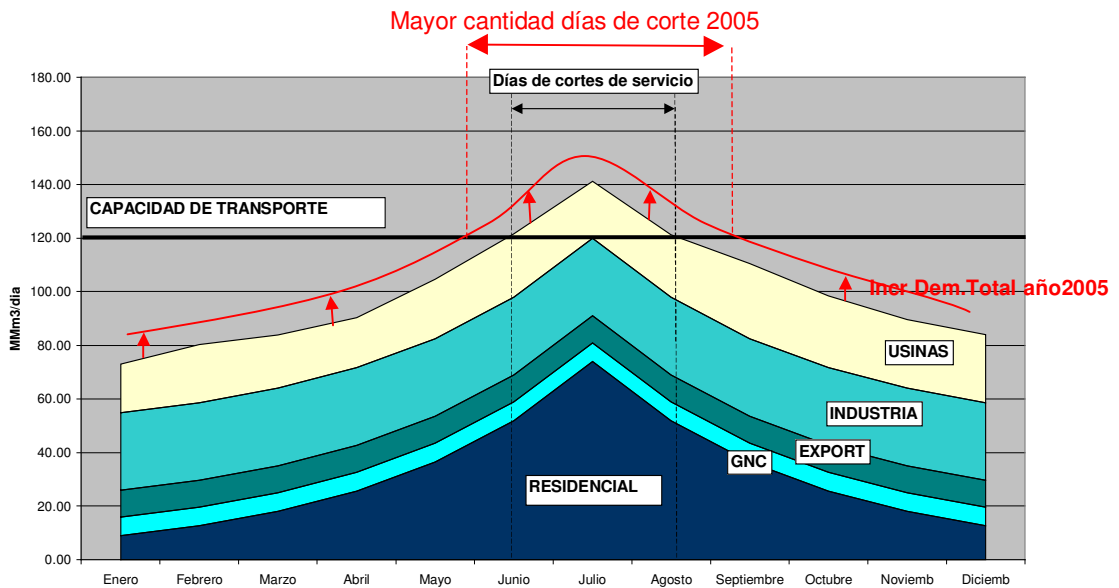
Desde el momento de la privatización del Sector hasta el momento previo a la emergencia se produjo un aumento sostenido de la capacidad de transporte de gas que ha acompañado al crecimiento vegetativo de la demanda. Al producirse la crisis económica las expansiones se detienen.

Evolución Capacidad de Transporte



Esta situación trajo aparejado que todo incremento futuro de la demanda de gas natural se tradujera en una mayor cantidad de días de corte para la demanda interrumpible y asimismo una mayor utilización de combustible alternativo por parte de la generación térmica que significara un incremento en los volúmenes de Fuel Oil a utilizar.

En el siguiente grafico se muestra el mayor número de cortes a producirse en los próximos inviernos producto del aumento de la demanda conforme a lo descrito en el párrafo anterior.



3.2.2.- El Decreto 689/02: La exportación de gas vs. el abastecimiento en el mercado interno:

La crisis económica argentina ocurrida a fines de 2001, la cual precedió a la crisis energética que tuvo lugar a principios de 2004, llevó al gobierno a disponer la pesificación

y congelamiento de los precios y tarifas de gas para el mercado interno mediante la Ley de Emergencia N° 25.561, utilizándose los servicios como variables de contención inflacionaria ².

Con fecha 26/4/02, se dictó el Decreto N° 689/02, en el que se dispuso que las tarifas de transporte y los contratos de compraventa de gas destinados a la exportación, cuyo precio hubiese sido pactado originalmente en moneda extranjera, no estarían alcanzados por tales restricciones. Los contratos de exportación mantenían sus precios y tarifas en dólares y los ajustes quedando excluidos de la aplicación de la Ley N° 25.561 y el Decreto N° 214/02.

Esta normativa trajo como consecuencia que los exportadores privilegiaran el cumplimiento de las exportaciones –con ingresos en dólares-, frente al abastecimiento interno – con ingresos congelados y pesificados³-.

Como consecuencia de esto, a la fecha del presente trabajo –Noviembre de 2004- persiste una brecha entre los precios de los mercados interno y externo de Gas Natural⁴, que conforme el sendero de precios acordado entre el gobierno y los productores – Res. Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios 208/04- se espera eliminar hacia el año 2006, conforme se describirá posteriormente.

3.3.- La emergencia y la industria eléctrica

Como ya desarrolláramos en el apartado 3.1.3.-, la Ley N° 25.561, abandonó la convertibilidad. Con arreglo a esa Ley, la Secretaria de Energía dictó la Resolución SE N° 02/02 del 14 de Marzo de 2002, por la cual pesificó y congeló todas las transacciones Económicas entre agentes del MEM a partir de enero de 2002.

La salida de la convertibilidad podía producir que, las variaciones en la tasa de cambio entre el peso y las monedas extranjeras provocaran desajustes que tornaran irrepresentativos los costos variables de producción (CVP) que declararían los generadores, poniendo en riesgo la sustentabilidad de su actividad y, consecuentemente, el suministro a los usuarios finales de todo el país.

Con este fin la Secretaria de Energía dictó la Resolución S.E. N° 08/02 mediante la cual, se adoptaron medidas que permitieron hacer más flexible su declaración permitiendo modificaciones ante variaciones objetivas significativas de directa incidencia. De esta forma se buscó la recuperación de la mayoría de los costos operativos en que incurría un generador térmico incorporando en su declaración además del costo de combustibles, el mantenimiento y variables no combustibles.

Asimismo:

– Acortó el período de declaración de Costos variables de Producción para los generadores térmicos (CVP) y Valor del Agua para los generadores hidráulicos (VA) a los efectos de reducir exposición a variación cambiaria. Se establecieron las redeclaraciones quincenales.

² Al respecto Barreiro dijo, “Se puede mantener una tarifa social para los bajos consumos, pero no es posible que quien opere un complejo petroquímico o que exporte productos al mercado internacional o produzca para el mercado interno y haya subido los precios en coincidencia con los internacionales, esté siendo subsidiado por el sector energético” (Barreiro Eduardo, en entrevista realizada por la Revista Tecnoil, Edición N° 245, “Argentina: incógnita para el futuro del gas”

⁴ Refiere Rabinovich que, “Los precios de las empresas productoras, quedaron presa del congelamiento de las tarifas y pasaron a formar parte de los precios retrasados de la economía. Para cuantificar este retraso basta con mencionar los siguientes datos: - el precio del gas natural en boca de pozo actualmente no supera los 0,5 US\$/Mbtu, valor inferior al precio de transferencia entre YPF y Gas del Estado en la década del 80; - el precio de la energía eléctrica que perciben los productores oscila en los 0,10 US\$/Kwh, valor que no tiene muchos precedentes en la industria eléctrica en nuestro país, y por supuesto no registra comparaciones con precios de generación en el ámbito del MERCOSUR” (Conf. Rabinovich, Gerardo, “El dilema de los precios de la energía” en la revista Proyecto Energético, N° 64, página 13, Junio/Julio de 2003)

- Se estableció un Precio Máximo de la Energía de 120 \$MWh sin déficit de oferta y 240 \$MWh si había déficit por atentados.
- Los Generadores por despacho que operaban con costos superiores a este precio podían cobrar sus costos operativos y la diferencia, es pagada por la demanda a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD).
- Se estableció la facilidad para prefinanciar combustibles líquidos.
- Se implementó un Mercado Spot Anticipado (MSA) a través de una licitación de bloques de energía, pagados por adelantado.

Al registrarse una creciente morosidad en los pagos nivel mayorista, especialmente en Distribuidoras Provinciales, se evidencia una creciente presión por cancelar deudas con Bonos, se resiente la cadena de pagos, con amenaza de ruptura en algunos casos.

Se suspende la Resolución S.E.Nº 29/95 que autoriza los cortes ante falta de pago en el M.E.M., apareciendo grandes deudores, como Distribuidores Provinciales y Cooperativas.

En Agosto de 2002 la Secretaría de Energía emite la Resolución S.E. Nº 246/02 mediante la cual:

- Se modificó el esquema de remuneración de la Potencia desenergizando su pago al independizarla del Despacho. De esta forma se desagrega la remuneración de los productos básicos (Potencia y Energía) que se comercializan en el MEM. Como consecuencia de esto se amplió la cantidad de MW a remunerar, lo que implicó un aumento del número de generadores que reciben remuneración por potencia.
- Se aumentó el Precio de la Potencia de 10 a 12 \$/MW-hrp.
- Identifica Servicios de Adicionales de Calidad de corto y mediano plazo. (Reservas de 5', 10', 20', 4 hs. y RF)

En mayo de 2003 se dicta la Resolución S.E. 1/03, la cual sucintamente:

- Agrega, transitoriamente, dos servicios de reserva de Mediano Plazo que se licitarán . Se suman a la remuneración actual de los Generadores, con Compromiso de Disponibilidad y Penalización:
- Reserva de Disponibilidad con Garantía de Combustible Precio
- Reserva de Confiabilidad
- Implementa el MSA para el período marzo-octubre de 2003 (Suspendido por Res. SE 317 del 18/7 desde Ago '02)

En Agosto de 2003 y como consecuencia de las restricciones de gas en el sector generación de energía eléctrica se dicta la Resolución S.E. 240/03 mediante la cual:

- Se excluye de la formación de precio Spot al valor del agua y al CVP térmico con combustible líquido (supone plena disponibilidad de gas).
- El máximo valor de precio spot de la energía reconocido para la sanción de precios corresponde al CVP térmico con gas natural, mas costos de mantenimiento y no combustibles.
- El máximo valor de precio spot de la energía reconocido para la sanción de precios en condiciones de déficit de oferta es 120 \$/MWh.

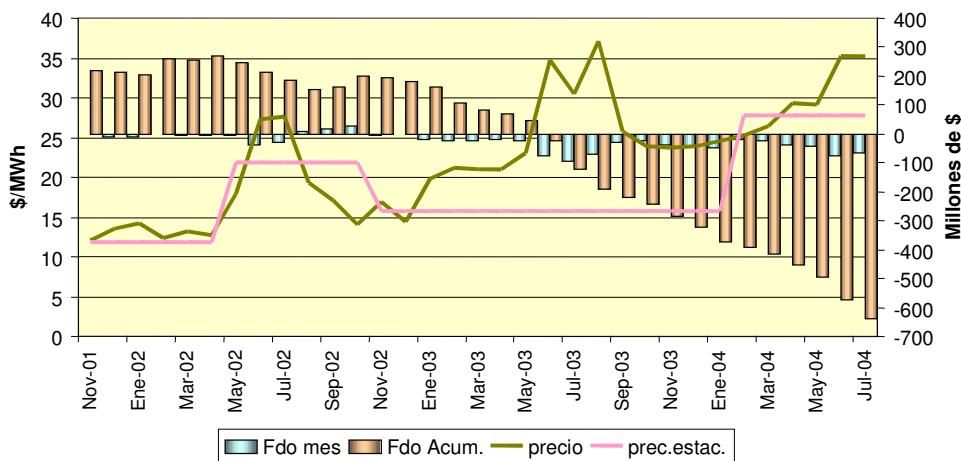
Antes de la implementación de la Resolución S.E. 240/03, todos los generadores (térmicos, hidroeléctricos, nucleares) participaban en el mercado en función de la oferta y demanda existentes en el sistema, y el precio se definía en el punto de cruce de ambas variables, en virtud de lo cual, el valor de la energía estaba fijado por la máquina más cara en operación dentro del sistema.

A partir de la Resolución S.E. 240/03, se fija el precio partiendo de la premisa de que todas las máquinas utilizan gas natural como combustible, independientemente de que estén operando en el sistema o de que, a pesar de fijar un precio a partir de este hidrocarburo, en realidad puedan alimentarse con combustibles líquidos.

Mediante esta resolución se desvincula totalmente la señal de escasez de la formación del precio, bajándose el precio de la energía artificialmente.

La situación de funcionamiento del sector Generación bajo las condiciones en que debió operar y la regulación dictada a partir de la crisis, han impactado sobre la economía de los generadores, circunstancia que determinó el agotamiento prematuro del fondo de estabilización del sector eléctrico.

En el siguiente grafico se muestra la evolución del Fondo Estacional



En Septiembre de 2003 conforme a la evolución del Fondo Estacional se dicta la Resolución S.E. 406/03 mediante la cual se consolidan mensualmente las deudas en el MEM estableciéndose el pago de las acreencias de acuerdo a disponibilidad de fondos. La misma tendrá vigencia hasta que el Fondo Estacional se equilibre por financiación externa o por aumento del precio estacional. Cabe destacar que la Resolución 406/03 surge para no producir déficit en el sistema y garantizar a los generadores la remuneración mínima para cubrir sus costos operativos. De ahí que establece, en función de lo recaudado pagar a los generadores el costo variable de producción que declaran semestralmente. Ese es el piso de costos de combustible, operación y mantenimiento, pero no incluye los gastos financieros ni de mano de obra, no cubriendo por tanto, toda la gama de costos que tienen los generadores.

Se advierte entonces que, una de las consecuencias de la devaluación en el Mercado Eléctrico Mayorista fue la de provocar el aumento en los costos de generación.

La decisión política de no aumentar la tarifa al usuario final, motivó la insuficiencia de recursos para abonar el 100% de las acreencias del MEM, provenientes de la

diferencia entre el precio estacional de la energía que paga actualmente la demanda en el MEM y el precio spot horario sancionado, generando un default en el Fondo de Estabilización.

- Paulatinamente se fue migrando de un sistema marginalista al del reconocimiento de costos y para ello se buscó asegurarle al sistema solo el ingreso suficiente para el cubrimiento de sus costos operativos.
- De esta manera se provocó una fuerte distorsión en el mercado mayorista y finalmente los usuarios finales terminaron subsidiando a los grandes consumos (hubo siderurgias que prefirieron quedarse bajo el suministro del distribuidor).
- Discrecionalidad en el despacho (manejo de agua, importación, reservas, etc)
- Se desalienta la existencia de contratos a término
- Se visualiza una importante deserción de grandes usuarios

3.4.- La emergencia y las exportaciones de energía eléctrica

3.4.1.- El Decreto 1491/02: mantenimiento de tarifas en dólares para los contratos de exportación de energía eléctrica

Con fecha 16/08/02 se dictó el Decreto 1491/02, mediante el cual se dispuso que los contratos de exportación por potencia firme y energía eléctrica asociada y los acuerdos de comercialización por generación relacionados con esas exportaciones no se encuentran comprendidos por la Ley N° 25.561 y el Decreto N° 214/02, en virtud de lo cual los precios de esos contratos a partir del 6/1/02 se facturarán en dólares estadounidenses.

4.- La crisis energética

Durante el año 2003 y principios del 2004 la recuperación económica y los muy bajos precios relativos del gas natural en relación con los combustibles alternativos influyeron para que aumentara muy fuertemente la demanda de gas natural en Argentina, situación que se vio incrementada por la escasez de agua turbinable en diferentes represas, lo que redundó en una disminución de la generación hidroeléctrica.

Previamente, la caída de las inversiones motivada por la disminución de la actividad económica, antes y durante la emergencia, impactó sobre la oferta de largo plazo, preparando el terreno para la ocurrencia de la crisis energética, esto es, el desabastecimiento de gas⁵.

4.1.- Falta de gas Año 2004

A comienzos del año 2004 se produce una falta de inyección de gas natural que marca el comienzo de la crisis energética. Esta situación tiene un impacto directo en el mercado eléctrico puesto que este combustible es de fundamental importancia en la producción de energía eléctrica.

Las dificultades para satisfacer la demanda de gas natural surgen principalmente de:

- Una falta de inyección en los extremos de gasoducto.

⁵ Sostuvo Montamat, "Llegamos esta crisis por falta de estrategia energética, por indefinición de las reglas de juego (los contratos de las privatizadas todavía están en discusión), y por no haber asumido a tiempo un sendero de recuperación de precios y tarifas que se hiciera cargo de las restricciones sociales existentes" (Montamat, Daniel Gustavo, "Administrar la escasez de energía con una estrategia de largo plazo" en Revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química, N° 193, página 34, marzo de 2004).

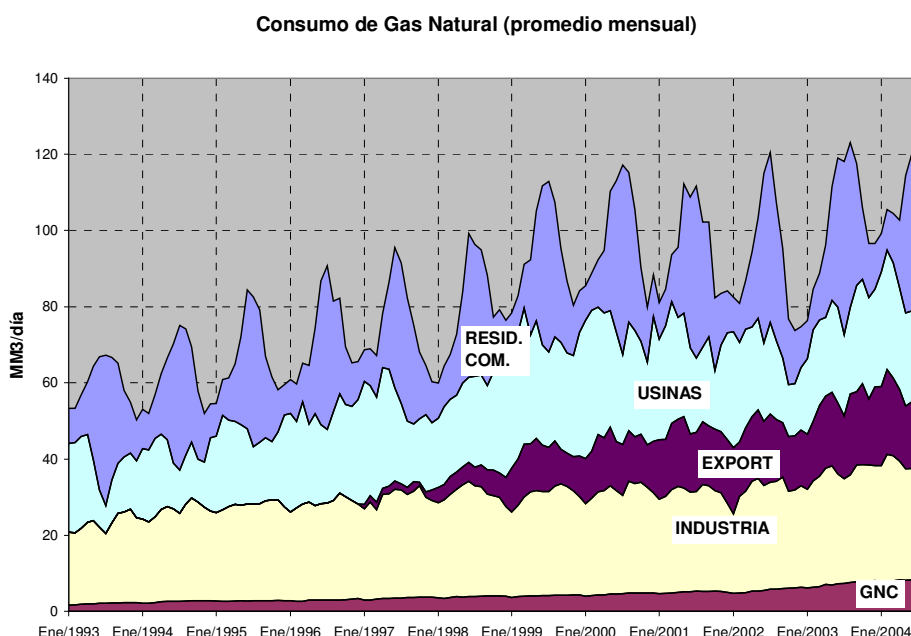
- Una alta de capacidad de transporte para llegar con el gas natural a los puntos de la demanda.

Todas las faltas de abastecimiento en el Sistema Argentino con anterioridad al año 2004 fueron debidas a la saturación de la capacidad de Transporte.

En el año 2004, nos encontramos frente al primer caso de desabastecimiento originado en la falta de producción -lo que no significa que hubiese faltante de reservas-.

4.2.- Composición de la curva de demanda. Su evolución

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de la demanda de gas natural desde la privatización a la fecha. En el mismo puede observarse un crecimiento lineal previo a la crisis del país en el 2001 para luego estabilizarse.



La generación térmica con gas natural es, juntamente con la demanda residencial, la parte variable de la demanda. Mientras que la demanda residencial tiene una marcada variación estacional debido al uso de la calefacción durante el invierno, la generación eléctrica que utiliza gas natural presenta importantes fluctuaciones en función del estado de hidraulicidad del Sistema. Estas fluctuaciones pueden variar de 10MMm3 a 35 MMm3.

Asimismo se produjo un fuerte crecimiento de las exportaciones a partir de 1998 las que, fundamentalmente, son destinadas a Chile.

El consumo de GNC (gas natural comprimido utilizado por el parque automotor) se ha incrementado a lo largo del período manteniendo un crecimiento sostenido, pero aún no representa, en términos volumétricos, un componente importante en el total de la demanda de Gas Natural.

En el gráfico de demanda no se observan importantes diferencias en los picos de demanda producidos en los últimos inviernos, pero podemos notar un salto importante entre los valles correspondientes del verano 2003 respecto del de 2004

La demanda total de gas natural presenta sus máximos valores en los meses de invierno y la misma se satura debido a la limitación provocada en la capacidad de transporte del Sistema (aproximadamente 120MMm3 día). Al producirse la saturación, los generadores térmicos que producen a base de GN conmutan a combustible alternativo (FO en las unidades Turbovapor y GO en los Ciclos Combinados) siendo este el sistema más económico, en términos globales, para lograr el abastecimiento de la Curva de demanda total.

4.3.- Incrementos sectoriales de la demanda de gas natural

El aumento total de la demanda de gas natural del 2004 respecto del 2003 fue del 25%.

En la siguiente tabla se muestra el aporte de cada uno de los sectores a dicho incremento.

Tipo	Incremento porcentual (%)	Incremento volumétrico MMm3
Industrial	19	5
Generación Térmica	40	9
Exportación	20	4
GNC	29	2
Total	25	20

Se observan importantes incrementos en la generación térmica de los cuales 2MMm3 se corresponden al incremento de la demanda eléctrica y 7MMm3 son debidos a falta de agua tanto en las centrales de acumulación como en las centrales de pasada.

4.4.- El incremento de la generación térmica

Así como en el punto anterior desarrollamos la incidencia del incremento en el consumo de gas como factor de producción de la crisis energética, también el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica con posterioridad a la crisis económica, ha contribuido a la crisis energética.

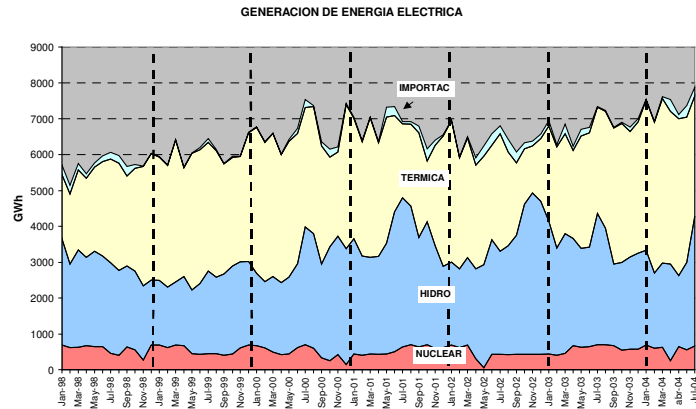
En efecto, luego de llegar a su punto más bajo en el primer trimestre del 2002, la demanda de energía eléctrica comienza un período de crecimiento sostenido, estabilizándose en el 2004.

Las industrias relacionadas con la exportación y sustitución de importaciones son las que marcaron el importante aumento de la demanda de los grandes usuarios, y las actividades de comercio y servicios, principalmente supermercados, se mantienen en el nivel del año 2002 con su variación estacional.

Asimismo, como se observa en el siguiente gráfico, este aumento de la demanda eléctrica se ve acompañado por bajas hidraulicidades en el Sistema para el primer semestre del año 2004, lo que trajo aparejado un aumento en la utilización del parque de generación

térmica con la correspondiente mayor demanda de gas natural.

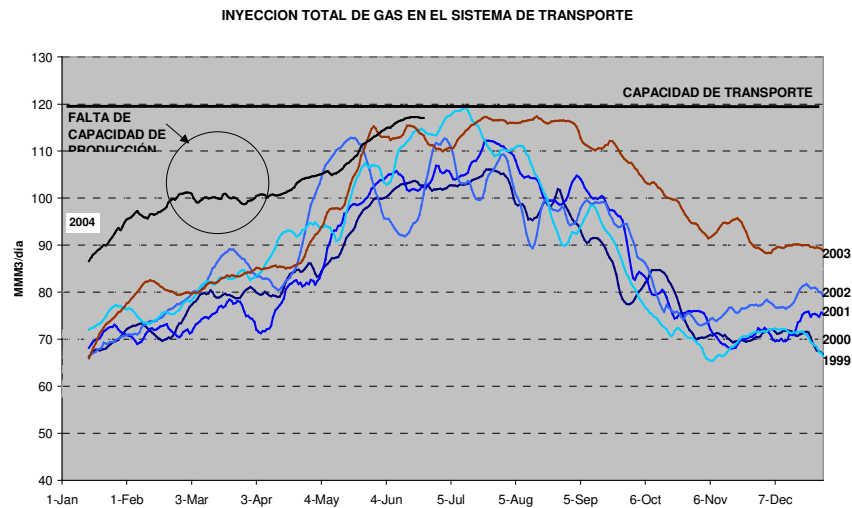
Esta situación se revierte a partir de los primeros días del mes de julio con un importante incremento en los aportes de las centrales hidráulicas ubicadas en la región de Comahue.



4.5.- Desabastecimiento de gas: su fundamentación

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la demanda anual de gas natural desde 1999 hasta la fecha.

Podríamos destacar que el patrón estacional que sigue la misma presenta un notable apartamiento después del invierno de 2003, donde no se produjo la reducción habitual.



A fines de febrero de 2004 no hubo capacidad para producir lo que la demanda necesitaba.

Normalmente los pozos declinan su producción, en un porcentaje que oscila entre un 10% a un 15% anual, por lo que resultaba necesario realizar nuevas inversiones para compensar dichas reducciones -perforar nuevos pozos, ponerlos en producción, reparar pozos existentes, etc-.

Aquí se produce un contrapunto entre el gobierno y los productores. El gobierno entendió que los productores estaban cerrando pozos y que con una inyección menor (100 MMm³) que en los picos del invierno (120 MMm³ aprox) no era justificable el no abastecimiento de la demanda total. Por su parte, los productores argumentaron que este anticipo del pico de la demanda -en aproximadamente 3 meses- respecto del incremento invernal habitual, no les otorgó el tiempo suficiente para realizar las inversiones necesarias para abastecerla.

4.6.- Impacto de la crisis en los intercambios internacionales de gas

A efectos de reencauzar la crisis energética en el corto plazo, las autoridades tomaron una serie de medidas destinadas a normalizar el funcionamiento del sector (asegurar el abastecimiento), tomando acciones tanto sobre la oferta como sobre la demanda.

4.6.1.- Acciones sobre la demanda

4.6.1.1.- Restringir las exportaciones.

Con objeto de asegurar el abastecimiento interno de gas natural, la Secretaría de Combustibles, a través de la Disposición SSC N° 27/04⁶ (B.O.31/3/04) implementó con carácter transitorio un programa de racionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte, sustentado en base de un esquema de cortes útiles.

Dicho programa se instrumentó estableciendo un orden de prioridades, para la preselección de la suspensión de exportaciones de gas natural en función de: a) el grado de cumplimiento del compromiso básico de suministro de gas natural al mercado interno de los productores, asumidos por cada uno de ellos al momento de otorgamiento de la autorización de exportación de gas natural respectiva, y b) la evolución posterior de las ventas al mercado interno, discriminando entre las ventas realizadas a prestadores del servicio de distribución, de aquellas ventas realizadas a consumidores directos.

Conforme surge del gráfico que seguidamente se exhibe, el gobierno argentino dispuso importantes restricciones a las exportaciones de gas natural: en el caso de Chile el racionamiento comenzó con 3,5 millones de metros cúbicos diarios y llegó casi a 8 millones, afectando a las generadoras de energía y a las industrias chilenas.

A raíz de las restricciones, el gobierno chileno consideró que la Argentina había incumplido los acuerdos vigentes, en tanto los cortes a las exportaciones implicaban una discriminación entre consumidores chilenos y argentinos, pues se privilegia a los segundos por sobre los primeros⁷, obligándose a los productores a redireccionar el gas al mercado interno e incumplir los contratos de exportación con Chile previamente autorizados mediante el correspondiente acto administrativo.

El gobierno argentino justificó la legalidad de los cortes, sosteniendo la prioridad del abastecimiento interno por sobre los acuerdos de exportación, conforme a las normas argentinas cuya vigencia fue expresamente dejada a salvo en los acuerdos bilaterales

⁶ El presente programa fue sustituido por el "Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural" establecido por la Resolución S.E.N° 659/04.

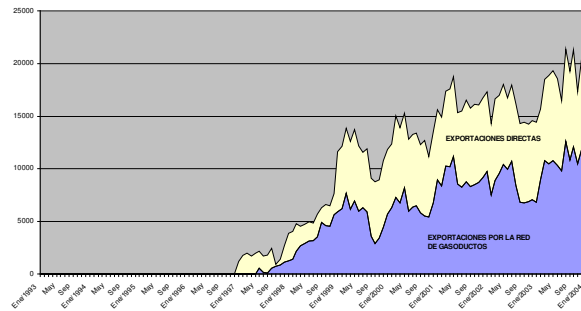
⁷ En contra Barreiro, quien sostiene que "los recortes porcentuales respecto del total suministrado han sido superiores en la Argentina que en Chile. Aquí se han recortado más de 25 millones de m³; en el gas que va a Chile algo más de 4 millones. Eso da porcentajes parecidos de corte sobre el consumo total. Creo que la Argentina está cumpliendo con los protocolos firmados que ponen en un pie de igualdad a los usuarios argentinos y chilenos, porque se restringió el volumen en los dos países" (Barreiro Eduardo, "La producción de gas crece y las reservas se caen: se necesitan incentivos para explorar en la Argentina en las cuencas de alto riesgo", en Revista Tecnoil, Junio de 2004).

suscriptos. Asimismo, responsabilizó a los productores privados que no habían tomado previsiones suficientes para atender simultáneamente el mercado interno y sus compromisos de exportación.

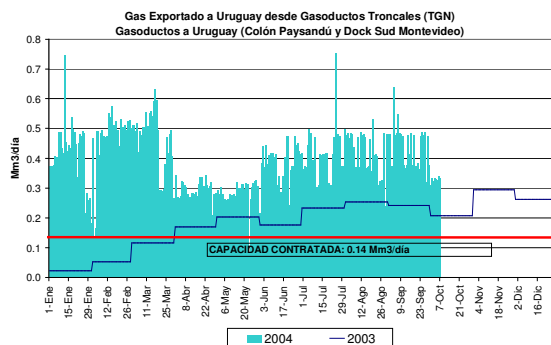
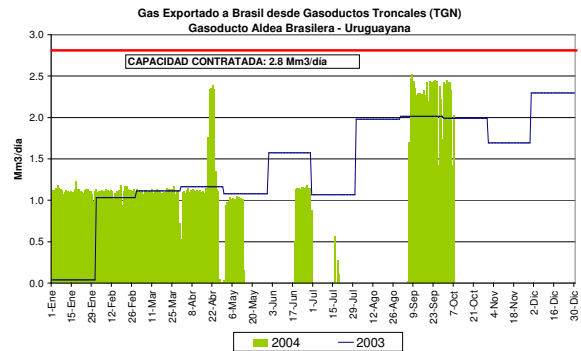
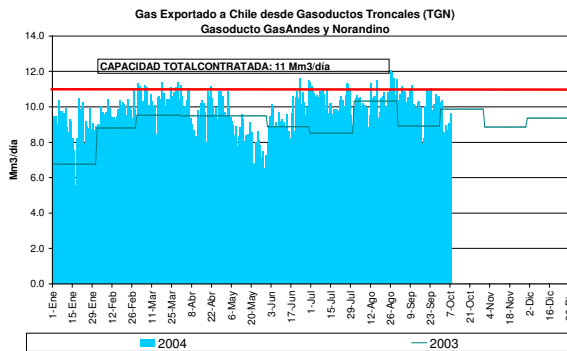
Cabe destacar que, aproximadamente el 50% de las exportaciones a Chile se efectúa directamente desde los pozos mientras que el restante pasa a través de un segmento muy corto del Sistema de Transporte de Argentina.

Por ello, la influencia de las exportaciones a Chile sobre el abastecimiento de la demanda local solo tiene incidencia en el caso que el sistema de transporte no se encuentre saturado. Si los productores hubiesen podido llenar los gasoductos, las únicas restricciones útiles serían las exportaciones a Brasil.

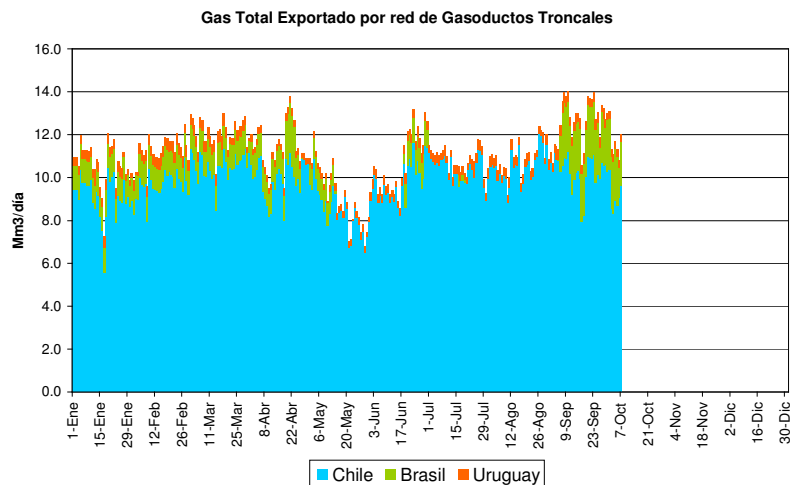
En el gráfico siguiente se observa la evolución de las exportaciones a Chile desde el año 1997 a la fecha:



En los siguientes gráficos se observan las exportaciones de gas en los distintos gasoductos en el transcurso del año 2004.



Resumen Exportaciones

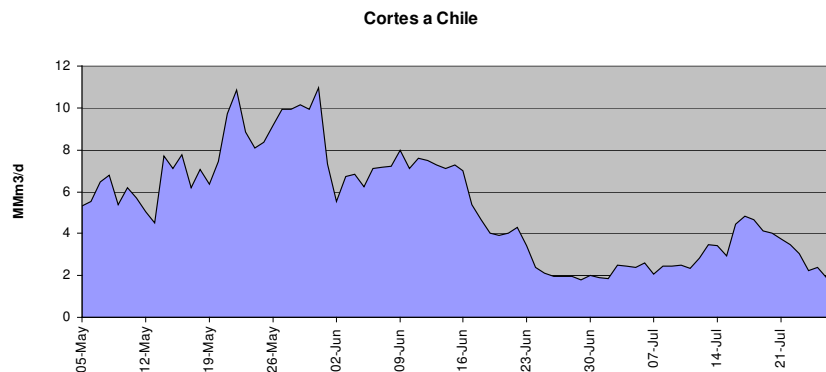


Promedios del 1 de Mayo al 7 de Octubre					
Exportación desde gasoductos troncales	Unidad	2003	2004	Variación	Variación %
CHILE	Mm3/d	17.5	17.9	0.3	2%
BRASIL	Mm3/d	1.6	0.6	-0.9	-60%
URUGUAY	Mm3/d	0.2	0.4	0.2	73%

El gas exportado a Brasil es destinado a la planta de generación eléctrica de Uruguayana propiedad de AES Sul de 600 MW de potencia.

En el gráfico correspondiente se observan fuertes restricciones a la exportación a Brasil durante el Invierno de 2004. El gas obtenido como consecuencia de estos cortes ha sido de singular importancia para el sistema argentino porque al producirse la saturación de los gasoductos debido al incremento estacional de la demanda residencial funcionan como complemento del aumento estacional citado.

En el siguiente gráfico se muestran los cortes realizados a Chile durante el invierno de 2004.



Más allá de las distintas argumentaciones de los distintos sectores involucrados, la crisis energética Argentina, evidenció la vulnerabilidad de los compromisos de integración alcanzados hasta el presente.

4.6.1.1.1.- Restricción de las exportaciones de gas natural: normativa aplicable

Seguidamente se desarrolla la normativa aplicable a las restricciones a las exportaciones de gas natural.

4.6.1.1.2.- La ley de hidrocarburos, el marco regulatorio del gas y el Protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre la República Argentina y la República de Chile

Tanto la Ley de Hidrocarburos -artículo 6° de la Ley 17.319- como la Ley 24.076 –marco regulatorio de la industria del gas-, determinan que el cumplimiento de los compromisos de exportación se encuentran supeditados al abastecimiento del mercado interno.

En igual sentido, el Protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre la República Argentina y la República de Chile del 7 de julio de 1995, que regula la Interconexión Gasífera y el Suministro de Gas Natural entre la República Argentina y la República de Chile, en el cual se consideran los permisos de exportación de gas natural, en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, conforme la legislación de los países suscriptores.

4.6.1.1.3.- La Resolución S.E. 265/04 del 24 del Marzo de 2004

- Adopta medidas para evitar una **crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista de electricidad**
- Suspende exportación de excedentes, que resulten útiles para el abastecimiento interno.
- Suspende todas las tramitaciones de autorizaciones de exportación
- Instruye a la Subsecretaría de Combustibles a elaborar un Programa de Racionalización de exportaciones de gas, el cual deberá prever un esquema de cortes útiles sobre:
 - los servicios de transporte ligados a la exportación y;
 - los volúmenes de gas destinados a la exportación y a la generación de electricidad para exportar, en la medida necesaria para completar la inyección de los sistemas de transporte para abastecer el mercado interno.

4.6.1.1.4.- La Disposición de la Subsecretaría de Combustibles N° 27/2004 del 29/3/2004

Aprueba el Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural.

- Establece prioridades para la preselección de la suspensión de exportaciones de gas natural, en función del comportamiento previo de los productores:
 - el grado de cumplimiento al mercado interno
 - la evolución posterior de las ventas al mercado interno (dando mayor importancia la realizada a las distribuidoras por sobre consumidores directos)

- Determina como máximo volumen a exportar, los efectivamente exportados durante similar período del año 2003 (excluyendo los volúmenes excedentes)
- Valora el gas según:
 - Cumplidores con mercado interno: valor equivalente al efectivamente percibido por el contrato de exportación respectivo
 - Incumplidores: precio promedio de cuenca para el mercado interno

4.6.1.1.5.- Decreto 645/04 del 26/5/04: retenciones a las exportaciones de gas.

A través de este Decreto y por la Resolución del Ministerio de Economía 335/04, las exportaciones de gas natural, gas licuado de petróleo, butano y propano están sujetas a derechos de exportación –también conocidos como “retenciones”- del 20%.

Esta decisión ha sido fuertemente criticada en el sector. Así, García⁸ ha sostenido que, “... colocar la retención sobre el único precio que está relativamente alto (el de exportación) y que balancea el juego de quien está produciendo gas para ambos mercados, es decir, exportación y mercado interno, va a destruir el negocio del gas. Esta medida provoca problemas, no soluciones. Además, los ingresos que viene por el lado de las retenciones tampoco se va a dirigir a un plan de exploración para el mercado interno. Estamos volviendo a un sistema de caso por caso, donde todo vale. ... si las retenciones se mantienen en los próximos años, funcionarán como un techo para los precios internos cuando el gas se negocie libremente entre todos los actores”.

4.6.1.1.6.- La Resolución S.E. Nº 659/04 del 17/6/2004

Programa Complementario

- Permite al productor exportador al cual se le requieran inyecciones adicionales, reemplazar estos volúmenes por cantidades de energía equivalentes (en la forma de gas o electricidad u otros combustibles para generarla, o de menor demanda acordada y consentida por el consumidor afectado),
- Establece un régimen especial para exportaciones de la Cuenca Noroeste: Los volúmenes de exportación de gas no podrán superar, durante el período de vigencia del Acuerdo Transitorio para la Compra de Gas suscripto entre Argentina y Bolivia, el nivel que resulte de promediar las exportaciones de los 90 días previos a la firma de dicho Acuerdo.

4.6.1.1.7.- La Resolución S.E. 839/04 del 19/8/2004

- Instruye al Organismo Encargado del Despacho (OED) a programar y realizar el despacho económico entre Sep ´04 y Abr. ´05 utilizando exclusivamente Gas natural en las unidades habilitadas para este uso.
- Limita el uso de líquido o carbón para condiciones extraordinarias o de emergencia
- Si el OED no puede sustentar en la operación los criterios anteriores debe informar a SE

⁸ García Raúl, en “La crisis del gas requiere una visión global; hasta ahora, solo se dieron “soluciones” parciales y distorsivas”, en Revista Tecnol, Nº 25 página 16, junio de 2004.

- Habilita a actuar al Subsecretario de Energía Eléctrica para actuar en nombre de la Secretaría para todas las comunicaciones necesarias para resolver la aplicación e interpretación de esta resolución.

4.6.1.2.- Compra de fuel-oil para reemplazar el gas natural en las usinas

El gas natural es un componente sustancial en la matriz energética de nuestro país.

Dificultades en su abastecimiento afectan el normal suministro de energía eléctrica fundamentalmente en la generación de electricidad de origen térmico. Esto obliga a los generadores a su sustitución por combustibles alternativos más costosos (fuel oil/gas oil) los que presentan particularidades muy disimiles a las del gas natural para su oportuna disponibilidad, sobre todo en lo referente a la gestión, almacenamiento y transporte.

El sostenimiento por largo tiempo de la sustitución referida a un costo razonable implica la aparición de altos requerimientos físicos, económicos y financieros para los generadores del MEM.

Ante estas dificultades y con el propósito de contar con recursos adicionales para paliar, por un lado, la posible escasez de gas natural para su uso en la generación de energía eléctrica y por el otro, las dificultades económicas, financieras y de disponibilidad de combustibles líquidos en la plaza argentina, Argentina firma el “Convenio Integral de Cooperación con la República Bolivariana de Venezuela” suscrito en la Ciudad de CARACAS el 6 de abril de 2004, con vigencia por tres años, en el que Venezuela se compromete a proveer Fuel Oil y Gas Oil a través de la “Empresa Estatal Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima” –PDVSA- a Argentina, a solicitud de CAMMESA, por un volumen de hasta 8 millones de barriles entre mayo y octubre de 2004 (1,2 MMT).

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, por medio de la Resolución N° 183 del 14 de Abril de 2004, dio intervención a la Secretaría de Energía para que coordinara y atendiera la operatoria, lo cual se materializa a través de la Resolución S.E. N° 389/04 del 20 de Abril de 2004.

Cabe poner de resalto que los generadores no se encuentran obligados a participar en la utilización de estos combustibles.

Como consecuencia de este acuerdo el volumen recibido de PDVSA durante el invierno de 2004 fue aproximadamente de 634.000 toneladas estimándose un valor total de la operatoria de \$ 572 millones.

4.6.1.3.- Compras de Electricidad en Brasil.

Dentro del grupo de medidas de corto plazo se establecieron mecanismos que permiten la contratación de importación de energía eléctrica proveniente de Brasil en pos de reducir el riesgo de energía no suministrada en el próximo periodo invernal.

Para ello, por medio de la Resolución SE N° 434/04 del 7 de mayo de 2004, se abre un proceso licitatorio para disponer de ofertas plurales del Mercado Brasileño en el Mercado Argentino.

El objeto de la licitación es obtener hasta 500 MW de origen térmico o hidráulico siendo la mencionada cifra un límite técnico, en donde CAMMESA es comprador por cuenta y

orden del Estado y el suministro es interrumpible. Dicha interrumpibilidad es el resultado de problemas de transporte o cambios de condiciones en el Sistema Eléctrico de Brasil.

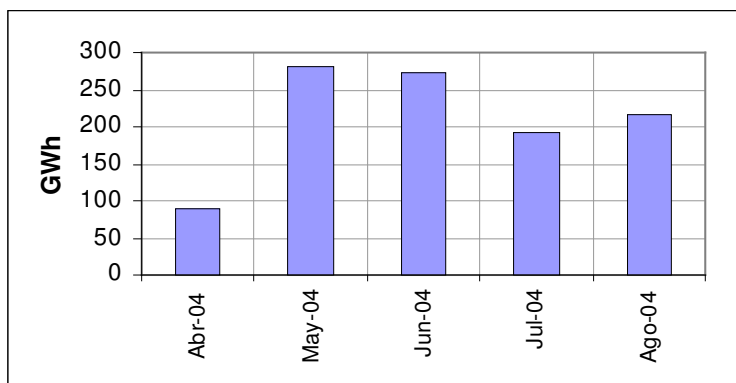
Si bien la capacidad de conversión de energía eléctrica entre Argentina (50Hz) y Brasil (60Hz) es de 2000 MW, existen limitaciones físicas en el sistema de transporte argentino para importar esta energía. Las mismas se encuentran supeditadas a la generación de Yacretá y Salto Grande. En condiciones medias podrían importarse aproximadamente 500 MW.

El ONS de Brasil es quien define si la energía a suministrar es de origen térmico o hidráulico, atendiendo al criterio de riesgo que han adoptado en el vecino país en cuanto al uso de sus reservas hidroeléctricas, en cuyo caso los costos serían los del MAE de Brasil.

El gobierno de Brasil es quien da la habilitación a quienes puedan exportar.

La provisión comprende el período que va desde el 7 de junio hasta el 30 de noviembre de 2004.

En el siguiente gráfico se muestra el balance de la importación de energía eléctrica de Brasil correspondiente al año 2004.



4.6.1.4.- Resolución S.E. N° 949/04 del 17/9/04

Mediante esta Resolución se dispone que, las compras que los generadores y /o comercializadores en el mercado spot, destinadas a operaciones de exportación, hasta que se realice la fijación de precios en el MEM y en el MEMSP, se valorizarán al valor máximo entre el costo marginal operado y el precio spot horario de energía, no reconociéndoseles los sobrecostos transitorios de despacho por encima del precio del mercado spot.

De esta forma se busca que los exportadores abonen el costo real de abastecer la demanda de exportación y no se beneficien con la reglamentación transitoria y extraordinaria destinada a la atención del mercado interno.

4.6.1.5.- Programa de incentivos para ahorro energético

Asimismo, se puso en marcha un Programa de Uso Racional de la Energía (PURE) basado en el establecimiento de incentivos y cargos adicionales por excedentes de consumo (Resolución S.E. 415/04 del 29 de Abril de 2004).

Los incentivos fijados para los consumidores son abonados por aquellos usuarios que reciben los beneficios del ahorro de energía originado en el sector de la demanda que reduce su consumo y los cargos adicionales por excedentes de consumo son abonados por aquellos usuarios residenciales que tienen mayor capacidad de utilización de energía y por los usuarios comerciales.

El objetivo primordial era generar un ahorro de entre un 5% a un 7% para que fuera aprovechado por la industria que, debido al incremento de la producción y la actividad económica en general, necesitaba más oferta⁹.

4.6.2.- Acciones sobre la oferta

El Sistema regulatorio del gas tenía ciertas falencias entre las cuales podemos enumerar:

- no permitía que se desarrollaran ciertas posibilidades de competencia
- no se encontraban precisadas las normas de despacho referidas a las DISCO respecto a la asignación de gas a usuarios interrumpibles
- no existía un buen acceso a la información para la contratación de los grandes usuarios, amparado esto en la confidencialidad de los mismos

Al desatarse la crisis se decide subsanar en forma simultánea los problemas estructurales mencionados previamente conjuntamente con cuestiones coyunturales.

Esto se lleva a cabo a través de distintas medidas que tienden a la búsqueda de mecanismos.

4.6.2.1.- Los Decretos N°180/04 y N°181/2004

El proceso de cambio comienza con el dictado de los Decretos N° 180 y N° 181 de febrero de 2004 que generan un conjunto de modificaciones que afectan a todos los actores de la cadena de gas natural. De esta forma se establecen las medidas conducentes a reencauzar la industria del gas y de la electricidad.

En el sector de **Producción** de gas natural se busca generar la recomposición de precios para dar sustentabilidad al mismo planteándose un sendero de precios acordado. De esta forma un sector que estaba originalmente desregulado pasa a estar transitoriamente regulado.

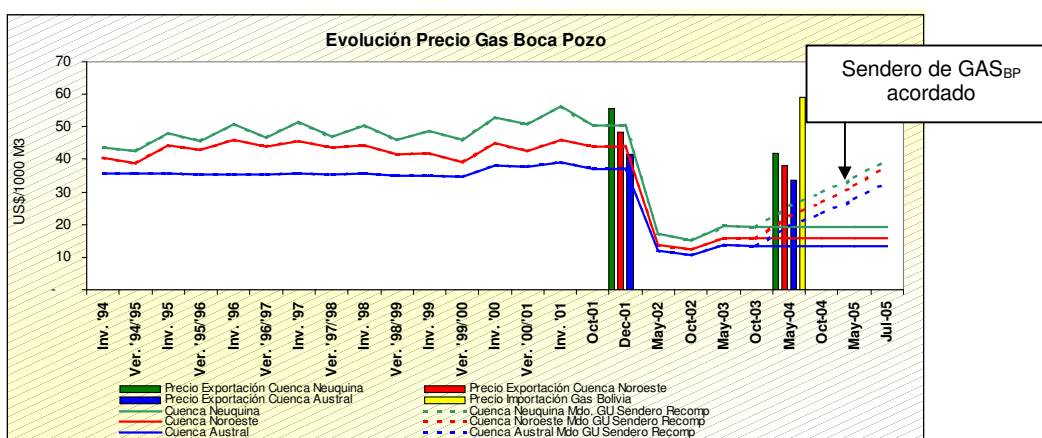
De esta forma, conforme a lo establecido en los Decretos 180 y 181, el 21 de Abril de 2004 se sanciona la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Res. N° 208/2004 mediante la cual se Homologa el "Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, suscripto el 2 de abril de 2004 entre la Secretaría de Energía y los Productores de Gas, estableciéndose el siguiente sendero de precios.

⁹ Según un estudio realizado por la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), los incentivos previstos en el PURE no indujeron a un ahorro de energía en los sectores a los que estuvo destinado. "El consumo de gas aumentó en promedio un 12,2% en el bimestre mayo/junio respecto del mismo plazo de 2003, pese a que no hubo baja de la temperatura" explicó Santiago Urbiztondo, economista de la organización y autor del informe, para quien la "levedad de las penalidades no llevó a los usuarios a reducir el confort" (cita efectuada por la "Revista Petroquímica, Petróleo, Gas & Química", artículo "Frente a la Crisis Energética, Edición N° 198, Noviembre de 2004).

Incrementos porcentuales a aplicar en Octubre 2004, Mayo 2005 y Julio 2005

Cuenca de Origen	Variación
NOA	18.33%
Neuquina-TGS	15.42%
Neuquina-TGN	15.42%
Chubut Sur	22.53%
Santa Cruz	19.95%
Tierra del Fuego	19.46%

En el siguiente grafico se puede observar la evolución del precio de gas boca de pozo hasta la fecha así como también el sendero de recuperación hasta Julio de 2005, momento en que finaliza el mecanismo de protección hacia los nuevos consumidores directos de gas natural.



Asimismo para poder liberar el mercado hacia Agosto de 2005 se busca establecer un ámbito para la negociación de los contratos que garantice un funcionamiento más competitivo y transparente de cómo funcionaba previamente. De esta forma se crea el Mercado Electrónico de Gas (MEG), cuya finalidad será transparentar el funcionamiento tanto físico como comercial de la industria y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (spots), así como también a los secundarios de transporte y distribución del fluido.

Además se establece que cuando los precios se pacten en el dicho mercado, establecidos en un ámbito de competencia, pasen automáticamente a la tarifa de los usuarios finales. Recordemos que anteriormente se necesitaba el acuerdo del ENARGAS para poder realizar dicho PASS TROUGH.

En el sector del **Transporte** de gas natural se permitirá comercializar la capacidad contratada y no usada transitoriamente en el MEG. Actualmente es el Transportista quien puede revender ese remanente como un servicio interrumpible, el que, de esta forma, va a dejar de percibir este ingreso adicional.

En el campo de las ampliaciones de transporte las afectaciones son de mayor envergadura.

En un mercado inserto en una economía en default resulta casi imposible conseguir financiamiento. De esta forma, ante la difícil situación financiera de las licenciatarias de transporte existen grandes dificultades para poder realizar nuevas inversiones de transporte. Debido a eso se ha creado una nueva forma de financiamiento para las mismas a través de Fondos Fiduciarios.

De esta forma el rol del Estado pasa a ser preponderante en esta materia estableciendo no solo el financiamiento de las nuevas obras sino también la selección de las obras a realizar y participando dentro del proceso e contratación de las mismas.

El desarrollo de inversiones en transporte y distribución de gas natural serán financiados con futuros incrementos tarifarios a los usuarios regulados de ambos segmentos. También harán su aporte programas de créditos especiales a ser acordados con instituciones nacionales e internacionales, e incluso se prevé colaboraciones por parte de los beneficiarios directos.

En el sector de **Distribución** de gas natural se producirá un cambio sustancial de la naturaleza del negocio. Las licenciatarias pasaran a tener solo un cobro por peaje de distribución quitándoles las posibilidades de manejar negocios adicionales asociados a los servicios interrumpibles. A partir del Decreto 180 los servicios de transporte de gas van a ser adquiridos directamente por los usuarios que estaban en el ámbito de las distribuidoras los que pasaran a formar parte de los nuevos usuarios directos.

De esta manera los GU que anteriormente podían optar por adquirir el gas de un productor (by-pass comercial) se encuentran ahora obligados a comprar el gas directamente a los productores (By pass compulsivo).

El Decreto 181/04 faculta a la SE a determinar las categorías de usuarios y las fechas a partir de las cuales las Distribuidoras no podrán abastecerlos con gas de sus contratos.

Desde el punto de vista de los **Usuarios** se establecerá distinta protección a cada tipo de usuario.

Las Usinas, Industrias y grandes Comercios ya tienen un sendero de recomposición de precio.

El Dto. 181/04 establece obligaciones de suministro para los productores para los distintos segmentos de precios "subsidiados"

4.6.2.2.- Importación de gas desde Bolivia

En el periodo 1997-2003 se produjo en Bolivia una importante inversión en exploración y desarrollo de campos aumentando fuertemente las reservas de gas. Actualmente las reservas probadas son 782 Bm³, probables 700 Bm³ y posibles 690 Bm³.

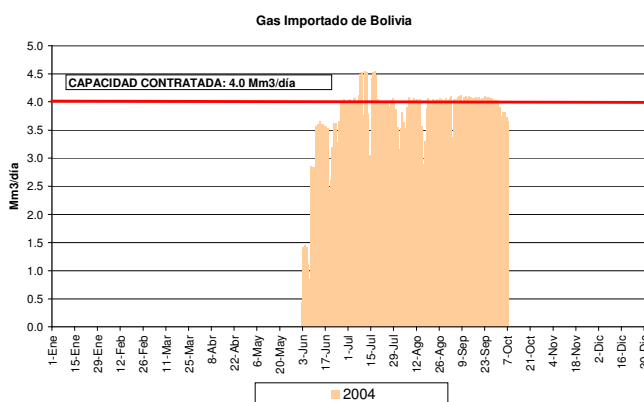
La abundancia de reservas sumado al bajo consumo interno de ese país obliga a buscar mercados externos para monetizar las mismas.

Como medio para paliar la crisis, en el marco de el convenio celebrado con Bolivia, se importó gas desde ese país, conforme las siguientes pautas:

Convenio Temporario de Venta de Gas Natural entre Argentina y Bolivia

Fecha en que se firmó	21/Abr/04
Plazo	6 meses renovables o ampliados
Volumen máximo inicial	4MMm3/d
Restricciones a Chile	Desde la fecha de este convenio, desde la cuenca Noroeste, no se autorizan la exportación de GN a terceros países de una cantidad superior al promedio histórico de los 90 días anteriores. ¹⁰

En el siguiente gráfico se muestran las importaciones de gas durante el año 2004 a la fecha.



4.6.2.3.- Gasoducto del Nordeste

En Octubre de 2004, Argentina y Bolivia firmaron el Protocolo Adicional al Acuerdo de Alcance Parcial sobre Integración Energética para el suministro de Gas Natural de la República de Bolivia a través del Gasoducto del Noreste Argentino a construirse entre el año 2005 y el año 2006. Dicho gasoducto - que requiere de una inversión de unos US\$ 1.000 millones - permitirá transportar gas desde los campos productores de Bolivia a las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes y Jujuy.

Para alimentar este gasoducto Argentina firmará un contrato para aumentar en 20 millones de metros cúbicos diarios las importaciones de gas boliviano para los próximos 25 años. A este monto se llegaría de manera progresiva, comenzando con 10 millones de metros cúbicos

El acta también contempla la construcción de “una planta de separación de líquidos de gas natural de la zona fronteriza cuyo producto podrá ser exportado a terceros países” que sería construida en territorio boliviano.

¹⁰ Problemas Bolivia-Chile: una posible solución para el abastecimiento de Chile es la importación de hidrocarburo boliviano, previo paso por Argentina. Sin embargo, las diferencias históricas que separan a los dos primeros - la Guerra del Pacifico (1879-83) dejó a La Paz, capital boliviana sin acceso al mar – hacen políticamente inviable esta alternativa.

5.- La interconexión y la integración energética regional.

5.1.- Distinción entre interconexión e integración energética regional

Los procesos de intercambio y complementación eléctrica pueden asumir distintas modalidades, que van desde las simples interconexiones (sustentadas en acuerdos bilaterales o multilaterales, privados o públicos, tendientes a lograr la vinculación física de infraestructura eléctrica o gasífera entre dos o más países), o los procesos de integración regional, que en general requieren, para su efectiva implementación, fijar reglas de carácter supranacional, operativas y exigibles.

Entre la interconexión y la integración eléctrica/gasífera, existen ciertos caracteres comunes, e importantes diferencias -desde el punto de vista teórico y regulatorio-:

a) así la interconexión internacional, sea eléctrica o gasífera, consiste en una vinculación física que permite los intercambios de electricidad o de gas entre diferentes mercados. A fin de establecer las condiciones de seguridad, económicas, regulatorias y técnicas adecuadas, cada país regula las líneas o los gasoductos que atraviesan sus fronteras y asume compromisos con el Estado con el que se halla interconectado. De igual manera, se regulan las condiciones en que dichos intercambios se realizarán en el marco de la regulación interna.

Aquí no estamos ante una verdadera integración energética, sino un simple intercambio físico de electricidad o de gas, que puede encontrarse más o menos regulado. Esta sería la realidad imperante en el MERCOSUR, donde existen distintas interconexiones eléctricas y gasíferas.

b) La integración regional energética supone el desarrollo de estructuras jurídicas e institucionales específicas, y no sólo la existencia de una infraestructura física adecuada para el intercambio eléctrico o gasífero. Debe sustentarse sobre reglas, claras y sólidas que permitan el funcionamiento de un mercado regional integrado por los mercados de diferentes países, funcionando como uno solo.

Un mercado regional energético tanto de electricidad como de gas, implica que consumidores y productores pueden negociar libremente, sin que las fronteras nacionales sean un obstáculo a ese comercio, exige apertura de las redes de transmisión, de los gasoductos, la eliminación de las barreras a los flujos internacionales de energía o de gas, y/o a la entrada de nuevos productores, otorgar libertad para que los grandes consumidores y las distribuidoras compren electricidad o gas, a los proveedores deseados, y, principalmente, transparencia. Además sería necesario que la estructura de precios sea clara -evitando los subsidios o, al menos, explicitándolos-, así como también disponer de redes de transporte eficiente.

Aparece claro entonces, que la integración regional energética no es posible sin una interconexión eléctrica internacional y una interconexión gasífera internacional que la viabilice, pero tales interconexiones pueden existir sin que ello implique la existencia de un mercado integrado regionalmente.

5.2.- Los beneficios de la integración energética regional

La interconexión de los sistemas eléctricos y gasíferos de los países de la región y de la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas y gasíferas regionales se obtienen beneficios significativos.

Para poder lograr una adecuada integración regional en materia energética es necesario lograr una visión geopolítica similar en todos los países involucrados, y poder establecer acuerdos firmes que perduren en el tiempo independientemente de los vaivenes políticos de los gobiernos de los países que lo integren.

La realización de un mayor intercambio energético entre los países de la región se justifica ampliamente en las potenciales complementariedades entre los distintos mercados. Las mismas comprenden entre otros, los siguientes, aspectos: demanda, gas, hidrología, aspectos institucionales y regulatorios.

Los beneficios resultantes, pueden resumirse en:

- Mayores economías de escala y mejores economías operativas que resultan de construir proyectos para atender mercados regionales, en lugar de aquellos destinados a mercados locales.
- Mejores eficiencias en la inversión y operación, y mayor confiabilidad del sistema, resultado del aprovechamiento de la diversidad de la demanda pico entre regiones.

En tal sentido, las demandas máximas de los países del cono sur, no son coincidentes. Ello implica que no suceden todas ellas al mismo momento: esto es, existe lo que se denomina, “*diversidad horaria*”.

Si los países con estas características se interconectarán, el equipamiento requerido por cada uno de ellos, en particular en generación, estaría por debajo a la suma de sus demandas máximas individuales (y no coincidentes). De ello puede concluirse que si el requerimiento simultáneo está por debajo que la suma de las máximas no coincidentes, la interconexión traería ahorros significativos en equipamientos de generación.

- Uso complementario de los recursos energéticos primarios disponibles en la región, particularmente gas natural y recursos hidroeléctricos. Uso complementario de recursos hidroeléctricos durante los períodos de sequía.

En un país, con fuerte componente de generación hidroeléctrica, como por ejemplo Brasil, la producción de energía no depende solamente de la capacidad, que puede ser ampliamente excedente y operable, sino también del “agua”. Deviene imposible aumentar la utilización de las máquinas generadoras, si el agua falta y los aportes hídricos bajan porque hay sequía. El agua, es entonces, una variable aleatoria, que depende básicamente, del clima.

Existen condiciones que proporcionan grados de seguridad mayores en estos casos: la existencia de una amplia capacidad de embalses de regulación, la diversidad y complementariedad de los aportes de las cuencas con aprovechamientos, la existencia de un pulmón térmico para casos críticos.

Gran parte de estas mejoras son incorporables mediante interconexiones entre países, compartiendo la complementariedad de sus diferentes recursos y configuraciones de generación.

Dado el carácter eminentemente hidrotérmico de los sistemas eléctricos sudamericanos, las reservas de potencia y la compensación térmica disponible en cada país constituyen indicadores de los beneficios potenciales de las interconexiones, junto con la complementariedad hidrológica de las diferentes cuencas.

La generación hidroeléctrica es una variable aleatoria, que implica determinado grado de incertidumbre respecto al abastecimiento de la demanda.

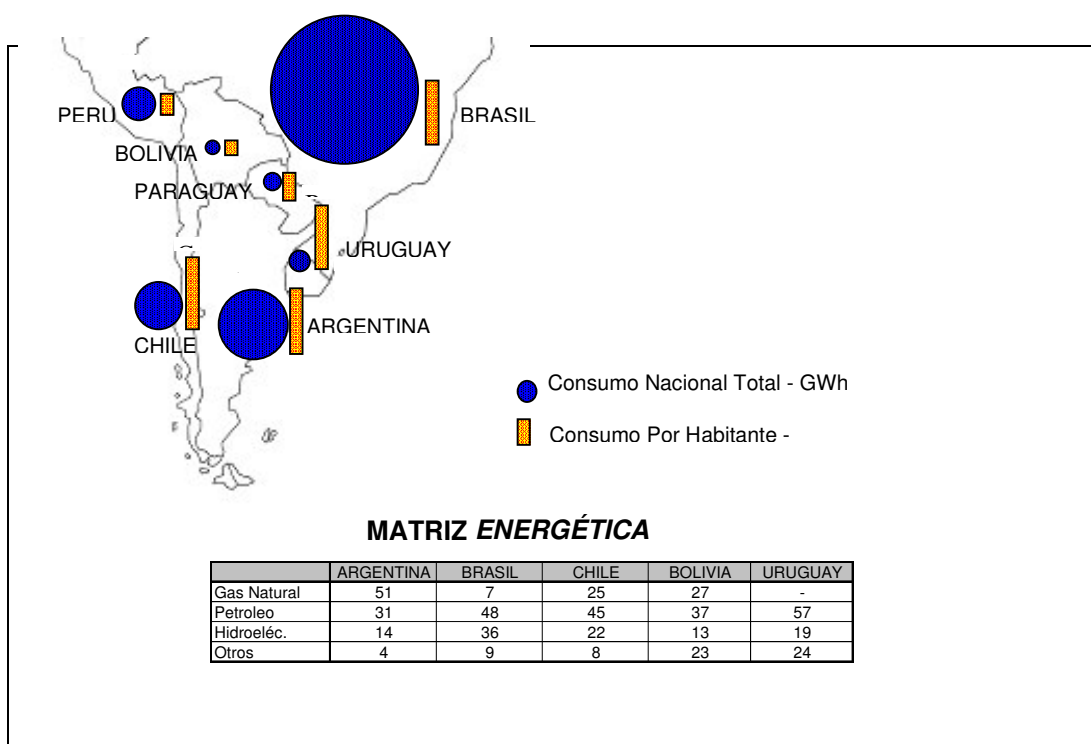
Los países que cuentan preponderantemente con un parque térmico pueden contribuir atenuar las variaciones aleatorias en el aporte hidroeléctrico ya que su generación es a voluntad, dentro de los límites fijados por su capacidad. Esta compensación térmica constituye otro beneficio, que solamente puede ser aprovechado a partir de la existencia de interconexiones.

- Mejoras en la asignación de riesgos dentro de los mercados eléctricos.
- Reducción de impactos ambientales.
- Precios más bajos y mejoramiento en la confiabilidad para los consumidores.

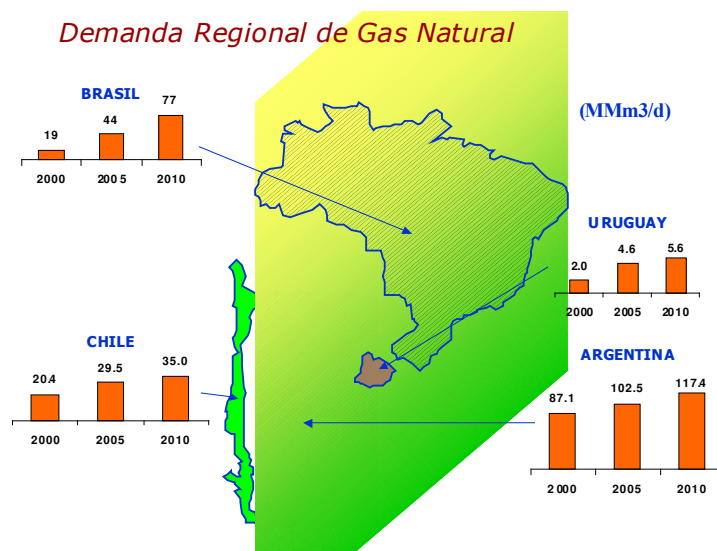
Para alcanzar los beneficios descritos anteriormente, se requiere del desarrollo de estándares y políticas operativas, técnicas y regulatorias que faciliten las transacciones de electricidad y gas a través de las fronteras nacionales, al igual que mecanismos operacionales para la coordinación de los despachos de carga y otras operaciones del sistema que garanticen la seguridad, confiabilidad, y eficiencia de las transacciones en una forma transparente.

Una primer aproximación a los mercados de los distintos países del cono sur, implica la visualización geográfica de los mismos, comprendiendo tanto sus localizaciones como sus dimensiones, así como también sus interrelaciones y configuraciones espaciales.

En el siguiente gráfico, puede observarse la localización y tamaño de los mercados eléctricos de los países del cono sur:



En el siguiente cuadro se pueden observar las dimensiones actuales, las magnitudes relativas y las proyecciones esperadas para las demandas de gas natural correspondientes a Argentina, Brasil, Chile y Uruguay, apreciándose la importancia relativa de la demanda de gas de Argentina frente a la de cada uno de los restantes países de esta región.



Cabe destacar que las dimensiones de los mercados acotan, en cierto aspecto, los alcances de las complementaciones utilizables.

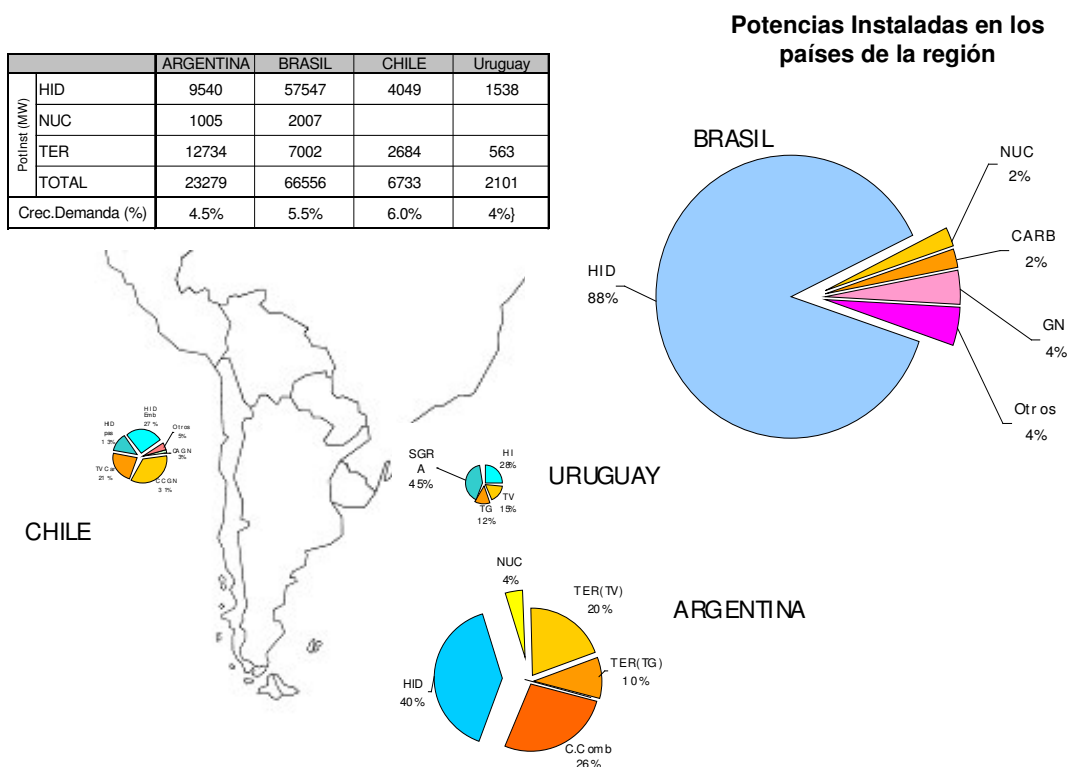
Cada país, conforme sus características, puede contribuir a la complementariedad, a través de las interconexiones.

Así, se pueden apreciar diferentes situaciones, tales como las de:

- Argentina presenta una alta compensación Térmica y una amplia diversificación del parque térmico. Es la mayor de Sudamérica, por lo que constituye el pulmón más significativo, para absorber variaciones de la oferta hidroeléctrica. Asimismo, cuenta con reservas de gas acordes a su consumo, que es el más importante y maduro de la región, pero con posibilidades aún de seguir desarrollándose.
- Uruguay es un país que registra grandes variaciones pluviométricas entre períodos anuales. Ello tiene directa influencia en la producción hidroeléctrica, de la que el país es fuertemente dependiente. Chile a su vez en años secos se hace aun más dependiente de las importaciones de gas natural de Argentina para el cubrimiento de su demanda total.
- - Brasil cuenta con un parque de generación con un alto componente hidráulico (88%), situación que lo sitúa en una posición débil frente a escenarios de baja hidraulicidad. Además posee, en determinados períodos, excedentes de energía eléctrica secundaria, esto es la que no se puede almacenar, para los que se cuenta con capacidad disponible para su turbinado pero que, de no contarse con la demanda correspondiente, son inevitablemente vertidos, con la consiguiente pérdida de energía. En materia gasífera, Brasil, cuenta con reservas que por ahora no son acordes a su demanda actual y al desarrollo potencial que presenta la misma.

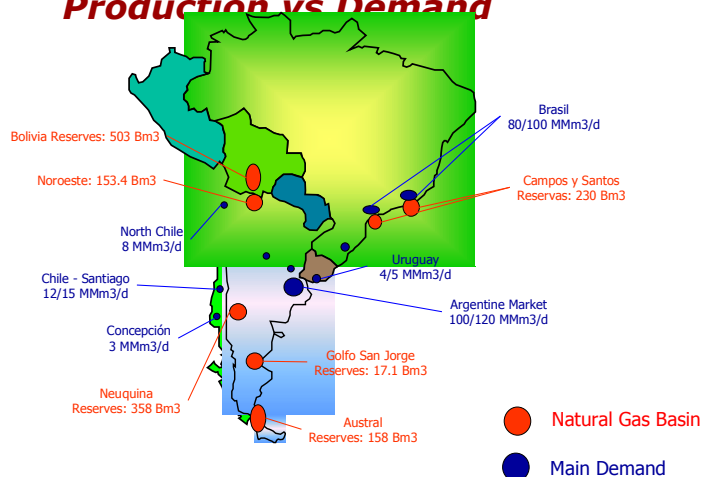
- Bolivia, con importantísimas reservas y demanda interna casi nula de gas natural, presenta plenas características de país exportador, con posibilidades de incrementar significativamente los volúmenes de gas que actualmente exporta.
- Paraguay cuenta con un parque de generación totalmente hidroeléctrico y no tiene problemas mayores ya que su reserva se establece sobre las partes paraguayas de Itaipú y Yacretá, las cuales exceden enormemente su demanda actual.

Las potencias instaladas en los países de la región, pueden observarse en el siguiente gráfico:



La ubicación y la magnitud de las reservas de gas natural de los países del Cono Sur en relación a la locación y la magnitud de las demandas de gas de los principales centros de consumo de la región, pueden observarse en el siguiente gráfico:

Southern Cone Natural Gas Production vs Demand



Las asimetrías antes desarrolladas plantean la posibilidad de una complementación, considerando la región como si fuera una sola unidad política supranacional, con el objeto de estudiar la estrategia y los proyectos que se deberían llevar a cabo para optimizar la utilización de sus recursos energéticos y de infraestructura, para satisfacer las demandas y necesidades energéticas en la región, tendiendo a la implementación de un mercado común de energía.

5.3.- Intercambio de energéticos frente a la emergencia

Como paso previo a un proceso de integración regional más amplio –mercado común de energía- podría establecerse un acuerdo que posibilite intercambios de energéticos frente a situaciones de emergencia que se planteen en cualquiera de los países del cono sur utilizando la infraestructura existente a la fecha.

En tal sentido, podría plantearse la conveniencia de intercambios entre países no linderos o con débiles interconexiones, aprovechando infraestructuras preexistentes vecinas.

Uruguay, presenta un alto porcentaje de generación hidráulica de pasada con baja posibilidad de acumulación y en consecuencia con una fuerte dependencia de los excedentes que pueda suministrar Argentina en los casos de baja hidráulica en la cuenca del río Uruguay. Se encuentra interconectado con Brasil a través de una convertidora de solo 70 MW en Livramento.

Podrían realizarse mayores intercambios entre Brasil y Uruguay, a través del Sistema Argentino en 500kV, como ocurriera en este invierno cuando ante la licitación de compra de energía a Brasil por parte de Argentina, Uruguay acordó a su vez, la compra de energía interrumpible proveniente de Brasil, utilizando el sistema argentino como transporte.

De igual manera una situación de emergencia en Chile debido a la falta de excedentes exportables de gas natural argentino podría implicar el despacho de unidades generadoras con combustibles alternativos ya sea en Argentina o Brasil, para permitir la sustitución de ese gas que permitiera paliar esta situación de emergencia declarada en Chile.

Para el supuesto de no poder la Argentina abastecer sus picos invernales de demanda, podría negociarse la restricción de la exportación a Brasil, a través de Uruguayana, mediante una compensación acordada.

De esta forma se podrían establecer distintas combinaciones de intercambios de energéticos entre los distintos países y así, utilizando la infraestructura existente se permitiría superar situaciones de emergencia mediante una asistencia organizada y previsible.

Para ello es necesario establecer los mecanismos que establezcan el modo de actuar de manera coordinada en momentos de crisis, preestableciendo aspectos operativos, comerciales, aduaneros, regulatorios, etc.

Para poder plasmar dicho de acuerdo sería necesario firmar un protocolo de acuerdo regional de asistencia mutua ante la emergencia. Para ello es necesario definir de alguna forma "la emergencia", como por ejemplo una alta probabilidad de energía no suministrada. Dicha emergencia debería ser declarada por la autoridad competente del país que la requiera.

Este podría ser el primer paso en búsqueda de una integración de mayor alcance que permita utilizar los beneficios económicos fundados en las complementariedades entre los recursos energéticos de los distintos países de la región.

5.4.- La crisis energética argentina, en un escenario de mayor integración

Como ya mencionáramos, el Gasoducto Paraná-Uruguayana comenzó a operar en julio del 2000, uniendo a Argentina y Brasil con el objeto de abastecer a una usina brasileña del Grupo AES.

Existe un proyecto de extender este gasoducto hasta la localidad brasileña de Porto Alegre a través de la empresa Transportadora Sul Brasileira de Gas – TSB. El mismo tiene por objeto atender una parte de la demanda de gas que existe en Rio Grande do Sul, y suministrar gas a Centrales Térmicas a construirse en el Estado. Esta obra de aproximadamente 615 kilómetros de extensión podrá transportar hasta 15 millones de Mm³-día.

7



Se advierte que si esta obra se hubiera encontrado operativa, habría permitido superar la crisis energética argentina del último Invierno, evitando los cortes a Chile.

En efecto, así se habría logrado:

- liberar una oferta importante de gas en el mercado argentino durante el invierno que habría sido de vital importancia tanto para Argentina, por resultar un complemento de las suba estacional de su demanda interna, como para Chile a quien se aseguraría los volúmenes de gas contractuales
- que Brasil pudiera contar con una reserva térmica que le permitiera afrontar períodos de sequía, se garantizara gas y transporte baratos a ser utilizado fuera de los períodos invernales en sus Centrales térmicas y de esta forma acumular agua en sus embalses y además pudiera venderlo a precios altos durante el invierno
- generar una situación en la que todos saldrían ganando.

Para ello sería necesario la coordinación de estas restricciones entre Argentina y Brasil durante los meses de invierno.

6.- Conclusiones. Mercado Común de Energía

Como hemos desarrollado en la presente tesina, durante el año 2003 y principios del 2004, la recuperación económica y los muy bajos precios relativos del gas natural en relación con los combustibles alternativos, influyeron para que aumentara muy fuertemente la demanda de gas natural en Argentina, situación que se vio incrementada por la escasez de agua turbinable en diferentes represas, lo que redundó en una disminución de la generación hidroeléctrica.

Previamente, la caída de las inversiones motivada por la disminución de la actividad económica, antes y durante la emergencia, impactó sobre la oferta de largo plazo, constituyendo una de las importantes causas que prepararon el terreno para la ocurrencia de la crisis.

Las posibilidades para superar la crisis energética que entonces se suscitó estaban dadas fundamentalmente por: cortes a las exportaciones; cortes al GNC; cortes a las industrias; cortes de energía eléctrica; ahorro energético; disposición de combustible alternativo para las centrales térmicas.

De estas posibilidades, la peor opción correspondía a cortes en la provisión de gas a las industrias o cortes del suministro eléctrico, por las enormes consecuencias negativas que esto traía aparejado sobre la producción general, afectando el crecimiento económico del país. Es por ello que las medidas adoptadas por las autoridades argentinas, han sido el mal menor.

En definitiva, la crisis energética durante el año 2004 fue superada en gran medida con gas boliviano, fuel oil venezolano, electricidad brasileña y las restricciones en las exportaciones de gas que se hicieron a Chile.

Pero el riesgo de crisis continúa¹¹, lo cual puede llegar a afectar el crecimiento económico, resultando necesario efectuar las previsiones y tomar las medidas indispensables para ampliar los gasoductos e impulsar la exploración y producción de hidrocarburos.

¹¹ Así, la "Asociación de Distribuidores de Gas Natural", A.G." de Chile, cita el 23/9/04, declaraciones del Ex Secretario de Energía Argentino, Alejandro Sruoga, en el sentido que "en el año 2005 se producirán cortes a los envíos de gas natural a Chile en un nivel semejante a lo ocurrido este año", cuando se redujo hasta el 50 % del flujo. Algunas firmas locales creen que esta situación de déficit se volverá estructural: se repetirá, y acentuará, cada año. Dan datos: Argentina tiene reservas actuales por 24,1 trillones de metros cúbicos, con un horizonte de 13 años. Sruoga coincide con estas cifras, aunque estima que el panorama futuro es todavía incierto, dado que "las inversiones en exploración han sido en los

Desde el punto de vista de las transacciones internacionales, el desencadenamiento de la crisis energética precipitó el cambio de rol que Argentina venía desempeñando desde fines de los años 90 hasta principios de los años 2000, de país exportador de gas natural, al de un país simultáneamente importador-exportador de este insumo energético.

Pero esto, que en el corto plazo parecería ser una contradicción, debe ser visto a futuro -una vez que se superen los perjuicios y desequilibrios ocasionados por su instrumentación precipitada, no organizada- como una ventaja, en un marco tendiente a la integración energética de los países del Cono Sur.

Como se ha destacado en la presente tesina existen beneficios tangibles derivados de una integración energética entre países del cono sur. Al respecto, la propuesta del Licenciado Montamat, de conformar un **“mercado integrado de energía”** nos aparece como una respuesta estratégica a considerar para dar solución al requerimiento de energía, constituyente del insumo fundamental para el desarrollo de la Argentina y la región del Cono Sur, asegurando la futura relevancia en el mundo de esta zona del hemisferio, y marcando un camino para que esta integración se extienda a todos los países Suramericanos

Así, la voluntad política de los países integrantes del Cono Sur, entre los que Argentina debería tener una iniciativa protagónica, debería despejar el camino para empezar a transitar un sendero de convergencia regulatoria, en la que no solo esté en juego el volumen de inversión sectorial a efectuar, sino también el precio y la seguridad del suministro energético a alcanzar, superando las dificultades provenientes de sistemas jurídicos diferentes, deficiencias en las interconexiones, falta de acceso a las redes, etc.

Tal como se detallara anteriormente, la integración energética de los países del Cono Sur es perfectamente alcanzable por la existencia de diferentes fuentes energéticas en la región tales como: cuencas hidrológicas complementarias; gas en diferentes cuencas sedimentarias y parques generadores eléctricos con abastecimiento térmico e hidráulico, las cuales pueden asegurar el abastecimiento de las necesidades sobre el particular del conjunto de estos países, a través de una interconexión por gasoductos y redes eléctricas.

La parte menos evolucionada de la integración energética regional está constituida, según Iglesias¹², por la falta de armonía regulatoria, en tanto, resulta necesario establecer nuevas reglas, claras, transparentes y creíbles instituciones de carácter regional o supranacional, dotadas de mecanismos contingentes y de solución de controversias modernos, que protejan las inversiones de cambios repentinos y arbitrarios en las reglas de juego, durante períodos de tiempo más o menos prolongados.

Amén de que es necesario contar con los desembolsos necesarios para llevar la idea a la práctica, refiere Montamat como pasos necesarios para constituir un mercado integrado de energía¹³ en el que los países se esfuercen con voluntad política para arribar a la:

últimos años muy escasas". Con este panorama, algunas empresas energéticas chilenas estiman que no habrá nuevos permisos de exportación de gas natural y no se renovarán muchos otros a futuro. Refieren que, mientras el gobierno argentino confía en que seguirán importando gas desde Bolivia y fuel oil de Venezuela para paliar el déficit durante el próximo invierno y que además, contarán con la expansión de la red de transporte por 5,8 millones de m³/día de TGN y TGS, sostienen que los consultores mantienen sus reservas. Algunos especialistas e industriales recelan de la fragilidad política boliviana y dudan de que las ampliaciones de los gasoductos estén listas para el próximo invierno. (www.metrogas.altavoz.net)

¹² Iglesias Enrique, citado en Informe Final de Tesina, "El Rol de las Instituciones en la integración eléctrica: lecciones aprendidas de un análisis comparativa institucional", por Julia Carruthers, Leonardo Cherri, Miguel Samma. año 2003, CEARE.

¹³ Si lo que se pretendiera es establecer un proceso integracionista de tipo comunitario supranacional como la Unión Europea, se advierte que, por ejemplo de los cuatro Estados parte del MERCOSUR, sólo Argentina estaría constitucionalmente habilitado. Existen, al respecto notorias diferencias de concepción y de enfoques en las respectivas constituciones, respecto de la integración, ya que Brasil y Uruguay poseen normas de neto corte programático, en cuanto respectivamente proponen: "buscará la integración", y "procurará la integración", mientras que Argentina

- *Elaboración de acuerdos que armonicen las especificaciones y características técnicas de los productos energéticos.*
- *Restauración paulatina de las señales de precios en los mercados nacionales¹⁴*
- *Lanzamiento de obras de infraestructura de importancia relevante para la integración energética regional.*
- *Elaboración de acuerdos sobre las bases tarifarias para recuperar costos y establecer los peajes en los sistemas de transmisión y transporte: sin barreras para el acceso a la infraestructura.*
- *Inicio del acceso de los grandes consumidores de gas y electricidad al mercado mayorista regional, mediante la formalización de un régimen de acceso abierto.*
- *Permitir el amplio acceso de los consumidores locales de gas y electricidad al mercado mayorista regional.*
- *Coordinación en un despacho regional de los despachos nacionales de gas y electricidad: con autoridades regulatorias regionales o supranacionales, encargadas del despacho y/o la regulación.*
- *Unificación de los mercados de energía con regulaciones comunes¹⁵ e instituciones supranacionales, que prevean mecanismos idóneos para la pronta, eficaz y justa resolución de los eventuales conflictos que pudieran suscitarse con órganos imparciales e independientes para la resolución de tales diferendos¹⁶.*

Obviamente, los gobiernos deben consensuar objetivos y agenda con acciones y fechas concretas, pues de lo contrario difícilmente podremos integrarnos efectivamente.

En el caso de la Unión Europea el camino hacia este objetivo estuvo lleno de dificultades, y si bien en un primer momento se privilegió la energía, llevó varias décadas la conformación de un mercado integrado de gas y electricidad.

Lo que enfrentó y finalmente superó esta convergencia de intereses concurrentes negativos, fue la voluntad política de profundizar la integración, basada en la convicción de que la seguridad de suministro viene dada por una estrategia orientativa sustentada en la operación de los mercados y una eficiente y eficaz regulación.

Pareciera que este es el sendero a seguir.

prevé en su Constitución Nacional que el Congreso podrá aprobar tratados de integración que deleguen competencias a organizaciones supraestatales (conf. artículo 75 inciso 24). Finalmente, Paraguay establece genéricamente la admisión de un orden jurídico supranacional, pero sin referencia a organizaciones supranacionales con atribuciones parciales del ejercicio de la soberanía.

¹⁴ En materia de gas, la Argentina tiene precios diferenciales para las distribuidoras, para las industrias que ya estaban comprando por su cuenta, para los usuarios nuevos que dejarán tener contacto con las distribuidoras y otro para las exportaciones.

¹⁵ Para la integración eléctrica es necesario armonizar, minimamente, la normativa de los países estableciendo especificaciones técnicas que permitan concretarla

¹⁶ Según la Comisión de Integración Energética Regional/ESMAP - Banco Mundial/Department of Energy CIER, para el diseño, armado e implementación del Mercado Eléctrico Regional, se requerirá :a) La elaboración de un texto de proyecto de Acuerdo de Integración Eléctrica Regional multilateral que complemente y sustituya los Memorándums de Entendimiento y Declaraciones Conjuntas bilaterales vigentes entre los países; b) La elaboración de un texto de Memorándum de Entendimiento que defina los objetivos y alcance, estructura de organización, dirección, coordinación y funciones de los siguientes agentes de un mercado regional a crearse: 1) Comisión Regulatoria Regional (CRR); 2) Comisión Coordinadora de la Operación Regional (CCOR), 3) Comisión Coordinadora de la Administración Comercial del Mercado Regional (CCAR); c) La elaboración de una propuesta general de diseño del Mercado Eléctrico Regional y su Plan de Implementación, con un grado de detalle que admita su empleo, por parte de las autoridades y empresas, como base de discusión para el avance en su definición y que permita también pasar directamente a la elaboración de los respectivos reglamentos operativos; d) La elaboración de un proyecto de Plan de Acción para Institucionalizar la CRR, CCOR, CCAR. (conforme, Estudio CIER 03 – Comisión de Integración Energética Regional/ESMAP - Banco Mundial/Department of Energy - Mayo 2001)

Bibliografía

- ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE GAS NATURAL DE CHILE, (www.metrogas.altavoz.net)
- BARREIRO Eduardo, "Argentina: incógnita para el futuro del gas", entrevista realizada por la Revista Tecnoil, Edición N° 245
- BARREIRO Eduardo, "La producción de gas crece y las reservas se caen: se necesitan incentivos para explorar en la Argentina en las cuencas de alto riesgo", en Revista Tecnoil, Junio de 2004
- BERTERO, Raúl, "Crisis energética argentina 2004", exposición efectuada en el "Módulo Interdisciplinario Emergencia Económica, Crisis Energética y Cambios Regulatorios" realizado en el CEARE en el mes de Septiembre de 2004, publicado en la página del CEARE
- BERTERO, Raúl, "Situación de la producción y transporte de gas natural 2004", exposición efectuada en el "Módulo Interdisciplinario Emergencia Económica, Crisis Energética y Cambios Regulatorios" realizado en el CEARE en el mes de Septiembre de 2004, publicado en la página del CEARE
- CAMMESA, (www.cammesa.com.ar) Informes: Mensuales/Anuales; Evaluación de Riesgos Mediano y Largo Plazo 2004-2007; Estadísticas; Programación Estacional/Semanal; Despacho de Generación y Combustibles; Partes Post-operativos
- CEARE, (www.ceare.org.ar): Módulo Interdisciplinario: Emergencia Económica, Crisis Energética y Cambios Regulatorios, Septiembre de 2004
- CIER, PROYECTO CIER 02 – MERCADOS MAYORISTAS E INTECONEXIONES; CIER, ESTUDIO CIER 03 – COMISION DE INTEGRACION ENERGETICA REGIONAL/ESMAP-Banco Mundial/Departamento de Energía-Mayo 2001 (www.cacier.com.ar)
- CHABRELIE (CEDIGAZ), Marie Françoise, Instituto Francés del Petróleo., "El gas en el mundo en 2002", artículo publicado por la revista PETROTECNIA, del IAPG, páginas 16/22, Junio de 2003
- Comisión Nacional de Energía (CNE) - Chile, (www.cne.cl): Informes
- ENARGAS (www.enargas.gov.ar), Datos operativos del sistema.
- GARCÍA Raúl, "La importancia de las reglas previsibles", publicado por la revista PETROTECNIA, del IAPG, páginas 24/25, Junio de 2003
- GARCÍA Raúl, "Medidas en el sector energético para superar la crisis de desabastecimiento", exposición efectuada en el "Módulo Interdisciplinario Emergencia Económica, Crisis Energética y Cambios Regulatorios" realizado en el CEARE en el mes de Septiembre de 2004, publicado en la página del CEARE
- GARCÍA Raúl, "La crisis del gas requiere una visión global; hasta ahora, solo se dieron "soluciones" parciales y distorsivas", en Revista Tecnoil, N° 25 página 16, junio de 2004
- GAFFNEY Peter y FRYZIAK Miguel, "Las reservas de gas de la Argentina, informe con las opiniones técnicas de los expertos", artículo publicado por la revista PETROTECNIA, del IAPG, en junio de 2003
- GEROLD Daniel, "La exploración en la Argentina", artículo publicado por la revista PETROTECNIA, del IAPG, página 50/2, en febrero de 2004

- IGLESIAS Enrique, citado en Informe Final de Tesina, “El Rol de las Instituciones en la integración eléctrica: lecciones aprendidas de un análisis comparativa institucional”, por Julia Carruthers, Leonardo Cherri, Miguel Samma, año 2003, publicada en la página del CEARE (www.ceare.org.ar)
- MONTAMAT, Daniel Gustavo, “Administrar la escasez de energía con una estrategia de largo plazo” en Revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química, N° 193, página 34, marzo de 2004
- MONTAMAT, Daniel Gustavo, “Sustentabilidad energética en el nuevo contexto económico”, exposición efectuada en el “Módulo Interdisciplinario Emergencia Económica, Crisis Energética y Cambios Regulatorios” realizado en el CEARE en el mes de Septiembre de 2004, publicado en la página del CEARE
- MONTAMAT, Daniel Gustavo, “La necesidad de un mercado común de energía”, –informe publicado por el diario EL CRONISTA el día 2 de noviembre de 2004-
- RABINOVICH, Gerardo, “El dilema de los precios de la energía” en la revista Proyecto Energético, N° 64, página 13, Junio/Julio de 2003
- REVISTA PETROQUÍMICA, PETRÓLEO, GAS & QUÍMICA, artículo “Frente a la Crisis Energética”, Edición N° 198, Noviembre de 2004
- SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA REPUBLICA ARGENTINA, (www.secretariadeenergia.gov.ar), Prospectiva año 2002; Acuerdos Internacionales
- SHIN David –Director de Análisis Económico de la American Gas Association (AGA)-, “Estados Unidos y el gas como un commodity”, artículo publicado por la revista PETROTECNIA, del IAPG, página 12, en junio de 2003
- Operador Nacional do Sistema Eléctrico – Brasil (ons.org.br), Informes
- KOKOGIAN , Daniel Alberto, “Situación de las reservas de petróleo y gas en la República Argentina”, artículo publicado por la revista PETROTECNIA, del IAPG, página 32/38, en febrero de 2004
- UTE – Uruguay, (www.ute.com.uy) Informes