VI Jornadas de Sociología. Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, 2004.

Los resultados del modelo energético neoliberal en Argentina. El caso de los hidrocarburos.

Ricardo Andrés De Dicco.

Cita:

Ricardo Andrés De Dicco (2004). *Los resultados del modelo energético neoliberal en Argentina. El caso de los hidrocarburos. VI Jornadas de Sociología. Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires.*

Dirección estable: https://www.aacademica.org/000-045/679

Acta Académica es un proyecto académico sin fines de lucro enmarcado en la iniciativa de acceso abierto*. Acta Académica fue creado para facilitar a investigadores de todo el mundo el compartir su producción académica. Para crear un perfil gratuitamente o acceder a otros trabajos visite: https://www.aacademica.org*.

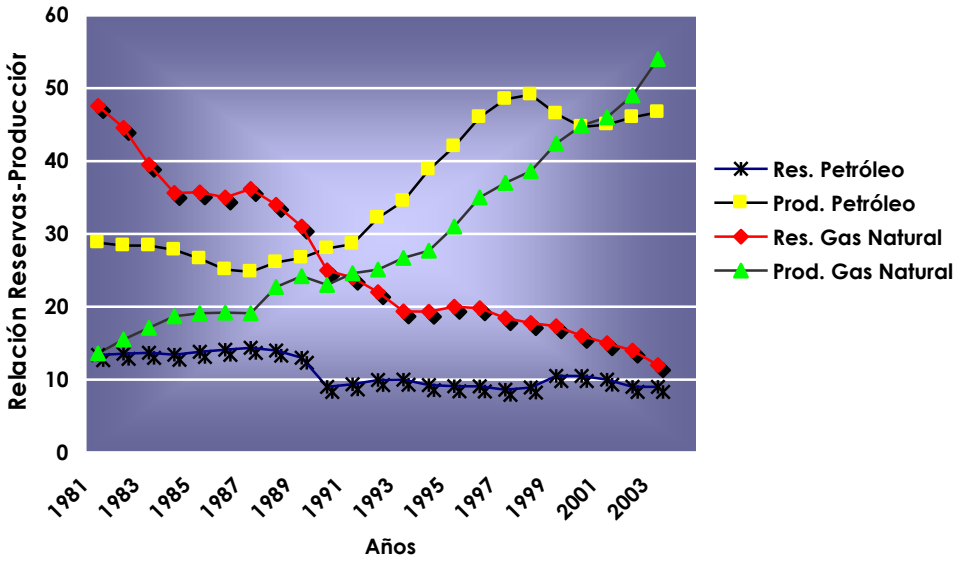
Los resultados del modelo energético neoliberal en Argentina. El caso de los hidrocarburos,

Ricardo Andrés De Dicco, Universidad del Salvador, idicso@yahoo.com.ar

1. Impacto de los programas de privatización y aregulación sobre la relación reservas/producción de hidrocarburos del país

El programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E. trajo por consiguiente una drástica disminución en el horizonte de vida de las reservas probadas de petróleo y gas natural. Según la Secretaría de Energía de la Nación, para 1988 Argentina contaba con reservas gasíferas cercanas a los 34 años y reservas petrolíferas próximas a los 15 años. Al finalizar el ejercicio 2003, el organismo gubernamental señala reservas probadas de gas natural para 12 años y reservas probadas de petróleo para 9 años. Esto se explica por la significativa reducción en la inversión de capital de riesgo y, simultáneamente, al incremento exponencial de la producción, acompañado de una extracción irracional de los hidrocarburos, recursos naturales no renovables. A continuación, se presenta en el Gráfico 1 la evolución de la relación reservas/producción de hidrocarburos de Argentina, para el período 1981-2003:

Gráfico 1. Evolución de la relación R/P hidrocarburos, 1981-2003
(IDICSO, 2004)



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

En el Cuadro 1 pueden observarse los volúmenes correspondientes a las reservas probadas y producción de petróleo y gas natural, al finalizar el ejercicio 2003, según la Secretaría de Energía de la Nación:

CUADRO 1. ARGENTINA. RELACIÓN RESERVAS PROBADAS / PRODUCCIÓN, DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN ARGENTINA, AÑO 2003					
Petróleo			**Gas Natural**		
Producción (en MM de m^3)	**Reservas** (en MM de m^3)	**Relación R/P** (años)	**Producción** (en MM de m^3)	**Reservas** (en MM de m^3)	**Relación R/P** (años)
46,752	**449,072**	**9,6**	**54.037**	**663.578**	**12,3**
Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.					

Es decir, al ritmo actual de producción Argentina cuenta con reservas probadas de petróleo para 9 años y de gas natural para 12 años; de incrementarse la producción, seguida del constante desinterés por parte de los productores en

inversiones de capital de riesgo, el país se quedará sin estos recursos estratégicos mucho antes de las fechas señaladas.

En el Cuadro 2, se observa que la producción de gas natural registrada al 31/Dic/2003, 54.037 MM de m^3, representa el 1.6% de la producción mundial (Venezuela 1.1%, poseyendo el 2.4% de las reservas mundiales; Qatar 1.2%, concentrando el 14.7% de las reservas mundiales; Nigeria 0.7%, participando con el 2.8% de las reservas mundiales), volumen promedio de los países miembros de la OPEP. En este sentido, al día de la fecha Argentina es el primer productor de gas natural de América Latina y el Caribe, seguido por México, Venezuela y Trinidad y Tobago (estos dos últimos con mayores reservas probadas que Argentina), el tercer productor del Hemisferio Occidental (después de EE.UU. y Canadá) y el décimo segundo productor mundial (de un universo de 46 países productores).

CUADRO 2. ARGENTINA. REPRESENTACIÓN DE LAS RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE ARGENTINA EN EL MUNDO, 2003				
Participación de Argentina en:	**MERCOSUR**	**América Latina**	**Hemisferio Occidental**	**Total Mundial**
Reservas de Petróleo	**2.9%**	**2.7%**	**1.9%**	**0.3%**
Producción de Petróleo	**8.7%**	**7.5%**	**3.8%**	**1.1%**
Reservas de Gas Natural	**10.4%**	**8.6%**	**4.5%**	**0.4%**
Producción de Gas Natural	**33.6%**	**26.4%**	**4.6%**	**1.6%**

Fuente: elaboración propia en base a datos de British Petroleum (2004), International Energy Agency (2003), Organización Latinoamericana de Energía (2003) y Secretaría de Energía de la Nación.

2. La conformación actual del oligopolio energético

El mercado hidrocarburífero argentino fue controlado por dos empresas de propiedad estatal: Gas del Estado SE (GdE), que desde su creación en 1946 y hasta su transferencia al sector privado a inicios de 1993 operaba monopólicamente en los eslabones correspondientes a la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, y Yacimientos Petrolíferos Fiscales SE (YPF), que se ocupaba en forma casi monopólica de las actividades relacionadas con la exploración y explotación –*upstream*– de este hidrocarburo. Hasta la implementación de las reformas estructurales de los '90, YPF era la única empresa del país que abarcaba la casi totalidad de los eslabones del circuito productivo del petróleo y los correspondientes al área de negocio *upstream* de la cadena gasífera, entregándole el fluido a GdE a precio de costo (de producción), para el transporte, distribución y comercialización. Tras la desintegración vertical y horizontal de los segmentos petróleo y gas natural a principios de los '90 (como también ocurrió con otros segmentos del mercado energético), resultante de la enajenación de activos estratégicos y económicamente viables de GdE e YPF, ingresaron a la cadena hidrocarburífera agentes económicos privados que rápidamente diversificaron su estrategia de modo tal de integrar en forma vertical y horizontal los circuitos productivos del petróleo y del gas natural, avanzando también su participación

en disímiles eslabones del segmento eléctrico, en clara contradicción con lo establecido en las leyes nacionales 23.696, 24.145, 24.076 y 24.065.

Por consiguiente, cuando se analiza la concentración económica de las reservas probadas de petróleo y gas natural en la actualidad, se observa la existencia de un oligopolio hidrocarburífero conformado por conglomerados mayoritariamente extranjeros, tales son los casos de Repsol YPF, Pluspetrol (controlada por Repsol YPF), Total (TotalFinaElf), Pan American Energy (BP-Amoco), Petrobras, Tecpetrol (Techint) y CGC (Explore Acquisition Corp.-Soldati). Si bien la morfología del mercado hidrocarburífero es más abierta que en el esquema previo a las reformas estructurales, ello no se ha reflejado para nada, sino más bien el desarrollo de un mercado de competencia cada vez más imperfecto, por la alta concentración registrada tanto en la propiedad de las reservas como en la extracción e industrialización. En este sentido, según la Secretaría de Energía de la Nación, se observa una alta concentración económica en la propiedad de las reservas de hidrocarburos: 5 empresas concentran el 77% de las reservas probadas de petróleo (46% Repsol YPF) y 6 empresas el 83% de las reservas probadas de gas natural (48% Repsol YPF). En la producción de petróleo se replica algo parecido: 7 empresas representan el 83.4% de la producción total, según la Secretaría de Energía de la Nación: 42.4% Repsol YPF, 10.8% Pan American Energy, 9.5% Petrobras, 9.5% Chevron San Jorge (Chevron-Texaco), 4.1% Tecpetrol (Techint), 3.6% Vintage Oil y 3.6% Total Austral (Total, ex-TotalFinaElf). La misma dinámica se replica en la producción de gas natural, donde 5 empresas concentran el 89.1% de la producción, según la Secretaría de Energía de la Nación: 46.2% Repsol YPF (incluido el 9.3% de Pluspetrol), 20.2% Total, 10.2% Pan American Energy,

6.7% Petrobras y 5.8% Tecpetrol. En relación a la refinación de petróleo crudo, 5 empresas concentran el 99.6% de ésta actividad: 55.3% Repsol YPF, 16.4% SHELL, 13.6% ESSO, 10.8% Petrobras y 3.6% Refinor (controlada en un 71.5% por Repsol YPF –incluido el 21.5% de Pluspetrol– y 28.5% por Petrobras).

Al analizar las empresas a cargo de la oferta primaria de gas natural, de los subsistemas Norte y Sur de transporte con las respectivas prestatarias de distribución y propietarias de gasoductos de exportación, se identifica la participación directa e indirecta de los productores gasíferos en la propiedad de distintas firmas transportistas y distribuidoras de gas natural, así como también en diversas compañías que operan en disímiles segmentos del mercado energético y en actividades productivas energo-intensivas. A continuación se presenta un breve análisis de la diversificación estratégica que han llevado a cabo los principales oferentes primarios de hidrocarburos; tales son los casos de las empresas Repsol YPF, Pecom/Petrobras, Pan American Energy, Total (TotalFinaElf), Techint y Sociedad Comercial del Plata (SCP), a fin de corroborar la tesis que manifiesta la existencia de un oligopolio energético operante en Argentina, en clara violación con los marcos regulatorios establecidos durante las reformas estructurales de los ’90 (más precisamente los correspondientes a los segmentos gas natural –Ley N° 24.076– y eléctrico –Ley N° 24.065–).

Cuadro 3. ARGENTINA. PARTICIPACIÓN DE LOS PRINCIPALES CONGLOMERADOS EMPRESARIOS EN LAS DIVERSAS FASES DE LA CADENA GASÍFERA Y EN OTROS SEGMENTOS DEL MERCADO ENERGÉTICO

Conglomerado	Cadena Hidrocarburífera			Otros[2]	Otros segmentos del mercado energético[3]
	Exploración y/o producción de petróleo y gas natural	Transporte de petróleo y gas natural[1]	Distribución de gas natural		
REPSOL YPF	*	*	*	*	*
TOTAL AUSTRAL	*	*			*
PAN AMERICAN ENERGY	*	*	*	*	*
SCP (Soldati)	*	*	*	*	*
PECOM / PETROBRAS	*	*		*	*
TECHINT	*	*	*	*	*

Notas:

[1] En este eslabón se incluye tanto el transporte en el mercado interno como el vinculado con los diversos proyectos de exportación de gas y petróleo existentes.

[2] Incluye aquellas actividades en las que el gas natural constituye un insumo productivo clave (industrias química, petroquímica, siderúrgica, refinerías, generación térmica de energía eléctrica, etc.).

[3] Incluye, por ejemplo, actividades en los segmentos de generación y/o transporte y/o distribución de energía eléctrica y otras vinculadas al sector petrolero (extracción, refinación, comercialización, etc.).

Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por el Área de Economía y Tecnología de la FLACSO Argentina y por el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO (Universidad del Salvador).

Con relación a el segmento gasífero en su conjunto, puede observarse una fuerte integración vertical y horizontal, contradiciendo así lo estipulado en la Ley N° 24.076 (de Privatización de Gas del Estado y Marco Regulatorio para la Prestación de los Servicios Públicos Transporte y Distribución del Gas Natural). En línea con lo anterior, en el Subsistema Sur operan como principales oferentes energéticos primarios de la cuenca Neuquina: Repsol YPF,

Pecom/Petrobras y Techint, controlando alrededor del 85% de las reservas gasíferas; y con relación a la cuenca Austral: Total, Pan American Energy, Pecom/Petrobras y Sipetrol (estatal chilena filial de la ENAP), controlando alrededor del 94% de las reservas. En la respectiva red troncal de gasoductos que abastece al mercado interno, a cargo de TGS, operan indirectamente Petrobras y ENRON. A su vez, TGS entrega el gas natural producido por los mencionados productores a las prestatarias de distribución Gas Natural BAN (controlada por Repsol YPF y recibe el 87% del fluido por parte de este conglomerado), MetroGAS (controlada por Repsol YPF y British Gas), Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur (ambas controladas por la italiana Camuzzi). En lo concerniente a la exportación, TGS opera los gasoductos Pacífico (principales propietarios: Repsol YPF, Total y la estatal chilena ENAP) y Cruz del Sur (principales propietarios: Pan American Energy, British Gas, la alemana Wintershall Energy y la estatal uruguaya ANCAP); y la exportación directa de los productores a través de los gasoductos Methanex YPF (Repsol YPF), Methanex PAN (Pan American Energy) y Methanex SIP (Sipetrol, filial de la estatal chilena ENAP).

En el Subsistema Norte, los principales productores que operan en la cuenca Neuquina son: Repsol YPF, Pecom/Petrobras y Techint, controlando de conjunto alrededor del 85% de las reservas gasíferas; y en la cuenca NOA: Repsol YPF (incluida la importación de Bolivia), Pan American Energy y Techint, controlando de conjunto el 100% de las reservas. En la respectiva red troncal de gasoductos para el abastecimiento del mercado interno, a cargo de TGN, operan indirectamente SCP, Techint, Total y CMS Energy. A su vez, TGN entrega el gas natural producido por los mencionados oferentes a las

prestatarias de distribución Gas Natural BAN (idem anterior), Litoral Gas (controlada por Techint y la belga Tractebel, dependiente de la SOFINA), GASNEA (controlada por Pan American Energy, Federación de Luz y Fuerza y Provincia de Entre Ríos), GASNOR (controlada por Cartellone y la chilena GASCO), Centro y Cuyana (ambas controladas por Sideco Americana e inversores estadounidense e italianos). En lo concerniente a la exportación, TGN opera los gasoductos GasAndes (principales propietarios: Repsol YPF y British Gas a través de MetroGAS, Total, SCP y la estadounidense AES Gener), NorAndino (principales propietarios: Techint, Tractebel y Southern), Petrouruguay (SCP) y Uruguayana (Techint, SCP, Total y CMS Energy); y la exportación directa de los productores a través del gasoducto Atacama (Repsol YPF y CMS Energy).

En suma, el oligopolio energético se encuentra conformado por los conglomerados extranjeros Repsol YPF, Total y BP-Amoco (Pan American Energy), por la estatal brasileña y los ex grupos económicos considerados locales como Pecom (ahora Petrobras), SCP y Techint, operando en la oferta primaria (exploración y producción), transporte, distribución y consumo industrial de *gas natural*, así como también en los segmentos *petróleo* (exploración, producción, transporte, refinación y comercialización), *eléctrico* (generación, transporte y distribución) y *química* (industria petroquímica).

3. Gas natural: desabastecimiento del mercado interno vs. exportaciones

Si bien el gas natural cubre el 43% de las necesidades energéticas del país, participa con casi el 60% en la generación de energía eléctrica. En la actualidad, el consumo de gas natural se distribuye entre los siguientes tipos de usuario: Residencial (hogares); Comercial (comercios, banca pública y privada,

centros médicos y escuelas privadas, hoteles, etc.); Entes Oficiales (organismos gubernamentales, hospitales y escuelas públicas); Industria (fábricas, transformación de materias primas, reparación de maquinarias y equipos); Centrales Eléctricas (generación de energía eléctrica y consumo propio de productores de hidrocarburos); Subdistribuidores (empresas privadas que operan cañerías de gas que conectan el Sistema de Distribución de una Distribuidora con un grupo de usuarios); Gas Natural Comprimido (vehículos automotores). Según el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), la participación de los diferentes tipos de usuarios en el consumo nacional del hidrocarburo en cuestión se explica: 18.6% Residencial, 3.1% Comercial, 1.2% Entes Oficiales, 34.2% Industria, 32.7% Centrales Eléctricas, 1.3% Subdistribuidores y 8.9% GNC. Nótese la relevante participación de las industrias y centrales termoeléctricas en la demanda de gas natural: casi 67% en conjunto, mientras que el porcentaje restante está prácticamente liderado por el consumo residencial. Puede observarse también el incremento porcentual del GNC entre 2000 y 2004, pasando de un 5% a casi un 9%.

Al analizar los datos operativos del ENARGAS concernientes a la entrega de gas natural por parte de las prestatarias de distribución a los disímiles tipos de usuario, puede observarse un incremento significativo en el primer semestre de 2004 respecto al año anterior: 14.5%, mientras que en relación a igual período del año 2000 el aumento registrado no alcanza el 6%. Al comparar la variación porcentual por los diferentes tipos de usuario, los registros del primer semestre de 2004 respecto a igual período del año anterior, muestran un incremento del 6.2% en los hogares, 6.3% en las industrias, 11.7% en los comercios, 16.2% en los subdistribuidores, registrándose aumentos significativos en las usinas

eléctricas, organismos gubernamentales y vehículos automotores con GNC: 29.9%, 22.5.2% y 20.4%, respectivamente. Cabe señalar que la participación de estos dos últimos tipos de usuario suma 10% de conjunto, mientras que el gas consumido en usinas eléctricas y en “boca de pozo” representa un 33%. No obstante, al comparar el primer semestre del presente año con el de 2000, se observa una drástica disminución en el gas demandado por las usinas, superior al -11%, lo que plantea un serio interrogante acerca de la falta de gas natural durante los meses de Marzo, Abril y Mayo de 2004, considerando que si bien hubo un aumento del 30% por parte de las usinas y empresas extractoras de hidrocarburos en relación al año anterior, como antes se mencionó, las respuestas orientadas a problemas “estructurales” para satisfacer la supuesta reactivación económica no concuerdan con el déficit vigente desde 2000: -11.5%. Por otra parte, el consumo nacional de gas natural registrado al 31/Dic/2003: 28.470 MM m^3 representa una caída del 8.9% en relación al año 2000 (31.238 MM m^3) y un modesto incremento del 1.7% respecto al año 2002 (27.990 MM^3), surgiendo una vez más la interrogante sobre cuál es el problema estructural en la entrega de gas a las usinas.

Desde las reformas estructurales iniciadas en 1989 hasta la fecha no se ha incorporado un solo gasoducto para abastecer al mercado interno argentino, ya que el último fue construido por Gas del Estado y entró en operación en 1988 (el gasoducto NEUBA II, Neuquén-Buenos Aires); lo cual señala la pésima gestión y ausencia de responsabilidad en los cumplimientos contractuales por parte del sector privado. Pues, como resultado de ello, para Mayo de 2004 el 36.1% de la población del país no tiene acceso al gas natural por redes; es decir, 13.461.000 de ciudadanos (EQUIS, 2004). Al desagregarlo por condición

de pobreza, el 58.2% de la población que se encuentra por debajo de la línea de pobreza, es decir, 10.373.568 de ciudadanos (sobre un universo superior a los 18 millones de ciudadanos pobres, según INDEC), no sólo carece de conexión a la red troncal, sino que consume otros energéticos sustitutos: 85% gas licuado de petróleo envasado en garrafa (GLP) y 15% restante: leña, papel, cartón, residuos vegetales/animales (EQUIS, 2004).

En relación con lo anterior, el estudio del sociólogo Artemio López (EQUIS, 2004), señala que el 100% de los hogares correspondientes a las Provincias de la región del NEA (Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones) no tienen acceso al gas natural por redes, es decir, 810.786 hogares; el 41,2% de los hogares de la región del NOA (Catamarca, Jujuy, Salta, Santiago del Estero y Tucumán), es decir, 387.919 hogares, tampoco están conectados; y lo mismo se replica para las regiones Pampeana (28,7%: 1.060.123 hogares; Buenos Aires, Córdoba, Entre Ríos y Santa Fe), Metropolitana (16,4%: 559.062 hogares; Capital Federal y Conurbano Bonaerense) y Patagonia (2,2%: 10.539 hogares; Chubut, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego).

No obstante, entre 1996 y 2003 se construyeron y entraron en operación diez nuevos gasoductos para satisfacer únicamente las necesidades energéticas de mercados extranjeros. Siete de ellos tienen como destino Chile, y los tres restantes Uruguay (dos) y Brasil (uno). TGN es el mayor exportador de gas natural de Argentina, operando dos gasoductos a Chile (GasAndes y Norandino), uno a Brasil (Uruguayana) y otro a Uruguay (Petrouruguay), mientras que TGS opera un solo gasoducto, con destino Uruguay (Cruz del Sur). Los restantes gasoductos de exportación son operados por las empresas

productoras de gas, con destino Chile (Pacífico, Atacama, Methanex YPF, Methanex PAN y Methanex SIP).

Al analizar la evolución de la exportación de gas natural para el período 2000-2004 (ver Cuadro 4), se puede observar que en el primer semestre de 2004 se registró un incremento del 7.6% respecto a igual período del año anterior, y 13% superior al primer semestre de 2002. En el caso de las exportaciones destinadas a Chile, el primer semestre de este año registró un aumento del 7.8% en relación a mismo período de 2003. Para el caso de Uruguay, se registró en el primer semestre de 2004 un significativo incremento en las exportaciones respecto a igual período del año anterior: 135%, alcanzando así registros históricos. Mientras que las exportaciones realizadas a Brasil registraron una considerable disminución en el primer semestre del presente año en relación a mismo período del año 2003: -11%, declinación que también había ocurrido en 2002, debido tanto a las exportaciones provenientes de Bolivia como al incremento del consumo de energía eléctrica generada por centrales hidráulicas. Desde el año pasado, al igual que en el período 1996-2000, puede observarse que las exportaciones destinadas a Chile representan más del 90% del total de las exportaciones de éste hidrocarburo. Al finalizar el primer semestre de 2004, del total de las exportaciones, las correspondientes a Chile representan el 93.9%, a Brasil 4.6% y a Uruguay 1.5%.

CUADRO 4. ARGENTINA. EVOLUCIÓN DE LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL POR SISTEMA DE TRANSPORTE, PARA PRIMER SEMESTRE, PERÍODO 2000-2004 (EN MILLONES DE METROS CÚBICOS)				
1° Semestre Año	**TOTAL EXPORTADO**	**CHILE**	**BRASIL**	**URUGUAY**
2000	**2.519**	2.501	2	15

2001	**3.086**	2.708	361	17
2002	**3.099**	2.706	381	11
2003	**3.265**	3.062	180	22
2004	**3.512**	3.299	160	53
Fuente: elaboración propia en base a datos operativos del ENARGAS.				

Cabe señalar que en el primer trimestre de 2004 las exportaciones de gas natural realizadas a Chile han alcanzado registros históricos, como el caso de Uruguay (ver Cuadro 4). Para el mes de Enero se observa un incremento del 26% en las exportaciones de este energético a Chile, respecto a igual mes de 2003. En Febrero del presente año se registró un aumento del 33.5% en relación a mismo mes del año anterior, y un 8.5% respecto a Ene/2004. En el primer mes de la supuesta "crisis del gas" (Mar/2004) se registró menos de un 9% de aumento respecto a igual mes del año 2003, mientras que para el mes de Abril se registraron volúmenes de exportaciones similares a los de igual mes del año 2003. La disminución relevante llegó en el pasado mes de Mayo, registrándose un -12% respecto a igual mes del año anterior, mientras que en Junio de este año se lograron nivelar los volúmenes de exportación con registros similares a igual mes de 2003, y 5.6% superior a May/2004. Esto indica que las "restricciones" aplicadas a las exportaciones de gas natural no tuvieron significación relevante durante los tres meses (Marzo, Abril y Mayo) que duró la denominada "crisis del gas" o "crisis energética" de 2004.

CUADRO 5. ARGENTINA. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL (EN MILLONES DE METROS CÚBICOS Y PORCENTAJES)			
	2003	**2005 (*)**	**2010 (*)**
	MM de m^3 %	MM de m^3 %	MM de m^3 %

TOTAL PRODUCCIÓN PAÍS	**54.037**	**100.00**	**60.000**	**100.00**	**90.000**	**100.00**
TOTAL EXPORTACIONES	**6.764**	**12.52**	**8.500**	**14.17**	**19.000**	**21.11**
CHILE	6.285	92.92	7.000	82.35	10.000	52.63
BRASIL	411	6.08	1.000	11.76	7.000	36.84
URUGUAY	68	1.00	500	5.88	1.500	7.89
PARAGUAY	0	0.00	0	0.00	500	2.63

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación, ENARGAS y (*) ENARGAS (2002).

En el Cuadro 5 se observa la proyección de la producción total y exportación de gas natural a 2005 y 2010, según ENARGAS (2002). Cabe destacar aquí que los incrementos proyectados al año 2010 por el organismo gubernamental, tanto en las exportaciones (11%) como en la producción total (67%) de gas natural, de no llevarse a cabo relevantes inversiones de capital de riesgo y reformularse la estrategia implementada en los contratos de exportación a largo plazo, significan una drástica disminución en el horizonte de vida actual de las reservas probadas de este energético, dejando vulnerable la sustentabilidad del abastecimiento interno, lo cual implicaría un inminente agotamiento definitivo del hidrocarburo al finalizar la década en curso. En este sentido, de mantenerse el actual nivel de producción de gas (sin considerar las proyecciones señaladas antes), las reservas gasíferas se agotarían hacia el año 2016 (ver Gráfico 1 y Cuadro 1). En términos de planificación estructural, doce años es muy poco tiempo. Por otra parte, Bolivia no podrá exportarnos gas a mediados de la década entrante, menos aun garantizarnos el abastecimiento de gas por los próximos 25 años (como fue anunciado por la actual Administración), dado que sus yacimientos estarán probablemente agotados (entre 2015 y 2018), de

concretarse aumentos significativos en sus exportaciones a Brasil (para abastecer los aglomerados urbanos más grandes de la potencia sudamericana) y en caso de realizarse exportaciones a EE.UU., México y Paraguay, ya que Bolivia posee al día de la fecha apenas 810 mil millones de m^3 de gas (Bolivia, 2004; British Petroleum, 2004; OLADE, 2003), es decir, un poco más que Argentina (663 mil millones de m^3).

Finalizando la lectura del Cuadro 5, en relación a los destinos de las exportaciones, para 2003 Chile representaba más del 90% de las mismas, mientras que en la proyección a 2010 se espera una participación del país andino cercana al 52%, si se consideran los aumentos significativos proyectados a Brasil (con una participación de casi 37%), Uruguay (casi 8%) y las primeras exportaciones a Paraguay a concretarse antes de finalizar la década en curso (próximas al 3% en 2010).

Un dato de significante relevancia es el nivel de producción de gas natural al 31/Dic/2003: 54.037 MM de m^3, según la Secretaría de Energía de la Nación. Al analizar el consumo nacional y las exportaciones, según el ENARGAS, se observan los siguientes registros: 28.470 MM de m^3 y 6.764 MM de m^3, respectivamente, quedando sin resolver el destino de los 18.803 MM de m^3 restantes. No obstante ello, según British Petroleum (2004), Argentina produce tanto gas como cualquier país promedio miembro de la OPEP, convirtiéndose así en el primer productor de América Latina, en el tercero del Hemisferio Occidental y en el duodécimo del mundo, al mismo tiempo que concentra apenas el 0.4% de las reservas mundiales.

En el Cuadro 6 puede observarse la alta concentración en la oferta energética para la exportación de éste hidrocarburo, donde, al finalizar el ejercicio 2003, el

conglomerado hispano-estadounidense Repsol YPF participaba con el 46.3% (incluyendo Pluspetrol, petrolera argentina controlada por Repsol YPF), siguiéndole el conglomerado anglo-estadounidense Pan American Energy (propiedad de Amoco y British Petroleum, y en menor medida de Bridas) con una participación del 9%, la francesa Total Austral (subsidiaria de TotalFinaElf) con 7.8%, las alemana y estadounidense Wintershall y Mobil con 7.6% y 6.8%, respectivamente, la chilena Sipetrol (filial de la estatal ENAP) con 5.1% y la estatal brasileña Petrobras (propietaria de Pecom Energía) con 3.2%. De conjunto, las siete principales exportadoras de gas natural concentran el 85.7% de las exportaciones. Resulta oportuno recordar que los conglomerados extranjeros Repsol YPF, Pan American Energy y Total Austral, la estatal brasileña Petrobras y los ex grupos económicos argentinos Pérez Companc, Techint y Sociedad Comercial del Plata (SCP, grupo de la familia Soldati) participan tanto en la oferta energética primaria como en los eslabones correspondientes al transporte, distribución y consumo industrial del gas natural.

CUADRO 6. ARGENTINA. CONCENTRACIÓN ECONÓMICA DE LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2003 (EN DÓLARES Y PORCENTAJES)

EMPRESAS	**U$S**	**%**
REPSOL YPF	131.370.900	41.0
PLUSPETROL (controlada por REPSOL YPF)	16.939.400	5.3
PAN AMERICAN ENERGY	28.840.000	9.0
TOTAL AUSTRAL	24.894.700	7.8
WINTERSHALL ENERGIA	24.267.500	7.6
MOBIL EXPLOR. & DEVELOP. ARG. INC.	21.734.900	6.8

SIPETROL	16.179.400	5.1
PECOM / PETROBRAS	10.276.000	3.2
Total principales exportadoras	***274.502.800***	***85.7***
TOTAL GENERAL	**320.289.800**	**100.0**
Fuente: elaboración propia en base a de la Secretaría de Energía de la Nación.		

Por último, cabe destacar que las exportaciones de gas natural son violatorias de las leyes nacionales 17.319 (de Hidrocarburos) y 24.076 (de Privatización de Gas del Estado y Marco Regulatorio para el Transporte y Distribución de Gas Natural), ya que las mismas prohíben las exportaciones del hidrocarburo en cuestión cuando el mercado interno se encuentra desabastecido:

"El presente proyecto asigna al dominio del Estado Nacional sobre los yacimientos de hidrocarburos los caracteres de inalienable e imprescriptible; asegurándose así la aplicación de una modalidad de aprovechamiento eminentemente administrativa, en la cual los derechos de los particulares funcionarán siempre en armonía con los intereses generales de la República. La finalidad del cuerpo legal es clara e intergiversable satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con la producción de sus yacimientos, para lo cual es menester contar con adecuadas reservas. (...) La exportación de hidrocarburos y sus derivados es legislada en estrecha coordinación con el aseguramiento de la autosuficiencia del país en la materia, ya que el Poder Ejecutivo la autorizará siempre que se trate de cantidades no requeridas para la adecuada satisfacción de las necesidades internas" (Ley N° 17.319).

"Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida

la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno" (Art. 3 de la Ley N° 24.076).

En suma, la Administración Kirchner tiene la obligación de luchar contra el oligopolio energético y recuperar la soberanía energética perdida hace quince años. No se trata de una cuestión meramente ideológica, se trata de la responsabilidad que el Estado tiene en este sector clave de la economía, que es total, y su incumbencia responde a una necesidad social a la cual está obligado. Por otra parte, el sentido común nos dice que si los hidrocarburos, recursos naturales no renovables, cubren el 90% de las necesidades energéticas del país (43% gas natural y 47% petróleo de participación en la matriz de consumo por fuentes de energía primaria, y 60% de participación de las centrales termoeléctricas en la matriz de consumo de suministro eléctrico, según Secretaría de Energía de la Nación) y su agotamiento es inminente, lo más sensato es que el Estado recupere la renta de los mismos para desarrollar fuentes de energía primaria alternativas a éstos. La estrategia de crecimiento económico basada en las "fuerzas del mercado", no sólo se apropió y depredó los reservorios hidrocarburíferos del país, sino que además no realizó inversiones de riesgo, tampoco desarrolló nuevas fuentes de energía primaria y, como si fuera poco, transfirió al exterior la acumulación y concentración de capital e ingresos (de trabajadores argentinos) de los últimos quince años. La actual Administración es conciente de ello, con ENARSA no alcanza para revertir la situación.

Bibliografía:

Argentina - Ente Nacional Regulador del Gas (2002). *Armonización de Regulaciones y Políticas de Gas Natural en el MERCOSUR*. Conferencia

Latinoamericana y del Caribe sobre Comercio Transfronterizo de Gas realizada el 31 de Octubre de 2002 en Santa Cruz de la Sierra, a cargo del Ing. José Andrés Repar. ENARGAS. Buenos Aires.

Bolivia - Ministerio de Hidrocarburos y Minería (2004). *Reservas certificadas de gas natural y petróleo*. La Paz.

British Petroleum (2004). *BP Statistical Review of World Energy, June 2004*. London.

De Dicco, Ricardo Andrés (2004). *Los resultados del modelo energético neoliberal en Argentina. El caso del gas natural*. SDTI028, Documento de Trabajo del Área Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo Andrés (2004). *¿Crisis energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la 'crisis'*. SDTI022, Documento de Trabajo del Área Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo Andrés (2004). *Las exportaciones de gas natural benefician únicamente al oligopolio energético*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Íllia. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo Andrés (2004). *Los productores de gas natural y sus prácticas oligopólicas en el mercado energético argentino*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Íllia. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo Andrés (2004). *Gas natural y desabastecimiento del mercado interno*. Edición Julio de 2004, Revista InterGAS. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo Andrés y José Francisco Freda (2004). *Diagnósticos y perspectivas del abastecimiento mundial y nacional de hidrocarburos, Octubre de 2004*. Documento de Trabajo del Área Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

EQUIS (2004). *El mapa nacional y social de la carencia provisión de gas natural. Hogares y personas por región y país para población total y pobre*. Buenos Aires.

International Energy Agency (2003). *Key World Energy Statistics*. IEA. París.

Organización Latinoamericana de Energía (2003). *Sistema de Información Económica Energética*. OLADE. Quito.

Repsol YPF (2004). *Informe Anual 2003*. Madrid.

Leyes Nacionales consultadas:

Ley N° 17319 (de 1967) de Hidrocarburos. **Ley N° 23696** (de 1989) de Reforma del Estado. **Ley N° 23697** (de 1989) de Emergencia Económica. **Ley N° 24076** (de 1992) de Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado y Marco Regulatorio de la Actividad del Gas Natural. **Ley N° 24145** (de 1992) de Federalización de Hidrocarburos, Transformación Empresaria y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima y Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A. Así como también de los decretos, resoluciones y disposiciones complementarias de las leyes nacionales mencionadas.

Sitios Web consultados:

Argentina - Secretaría de Energía de la Nación: http://energia.mecon.gov.ar

Argentina - Ente Nacional Regulador del Gas: http://www.enargas.gov.ar