



TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

MATRICES ENERGÉTICAS SUDAMERICANAS:
PERSPECTIVAS E INTEGRACIÓN REGIONAL

Autor: Damián Rudich

Legajo: 44217

Director de Tesis:

Ing. Martín Pérez de Solay

2009

Resumen ejecutivo

En la década del 80, los sectores energéticos de los países del MERCOSUR sufrieron grandes procesos de transformación. Los agentes privados se convirtieron en actores principales y sus aportes de capital replantearon la dinámica del comercio energético de la región. Los gobiernos perdieron poder de decisión frente a inversores privados que pasaron a marcar las nuevas tendencias.

Debido a la diversidad de recursos en la región, los intercambios energéticos producirían grandes beneficios que deben ser fomentados. Sin embargo, las interconexiones en el MERCOSUR se ven limitadas por normas regulatorias que dificultan el libre intercambio.

Históricamente el sector se caracterizó por la existencia de oligopolios y monopolios naturales, lo que se resulta en una oferta regional rígida. Durante los últimos años las inversiones han sido mínimas por lo que el sistema se encuentra en modestas condiciones en la mayoría de los países limitando el suministro.

Adicionalmente, los marcos regulatorios de los distintos países presentan importantes diferencias estructurales y se encuentran en distintos estados de evolución, acentuando el desafío de la integración.

El precio de la energía en el MERCOSUR está determinado por el costo marginal a corto plazo. Éstos son para Argentina, Brasil, Bolivia y Chile 25, 36, 21 y 26 US\$/MW respectivamente. Se justifica la construcción de interconexiones e intercambio energético, siempre que el costo de transmisión no supere las diferencias entre los marginales.

La matriz energética de Argentina es muy dependiente de hidrocarburos como el gas natural y el diesel y la electricidad. Estas tres fuentes representan el 80% de la oferta total. A pesar del incremento de la demanda, la capacidad de refinación argentina se mantuvo constante teniendo que recurrir a importaciones. Por esta razón, existe una necesidad de diversificación para poder asegurar el abastecimiento en un futuro. Bajo un escenario de precios regulados y retenciones a las exportaciones, el sector presenta bajo atractivo económico, comprometiendo la capacidad de refinación y la actividad de exploración de riesgo. Argentina está atravesando una grave crisis energética basada en la escasez de gas natural, generación eléctrica y derivados de petróleo, dificultando el desarrollo económico de los distintos sectores del país.




La matriz energética brasilera es una matriz muy diversificada. Brasil mostró una creciente penetración del etanol (hoy es el segundo productor mundial) y de la energía hidroeléctrica, mientras que la utilización de gas natural logró imponerse sobre el fuel oil y el carbón a través de importaciones desde Bolivia y Argentina. La madera y la biomasa aportan aproximadamente el 16% de la oferta total.

El sector eléctrico de Brasil está sumamente concentrado en los recursos hídricos (83%), lo que supone un potencial riesgo. Brasil debe realizar inversiones en otras fuentes de energía para mitigarlos. Si bien la situación de Brasil no es tan delicada como la

Argentina, será necesario tomar ciertas medidas que permitan asegurar el abastecimiento.

La matriz energética chilena está bastante diversificada y se encuentra en una situación intermedia entre la argentina y la brasilera. No obstante, las importaciones representaron aproximadamente el 68% (2005) y se espera que se acentúen para el 2010. El suministro de gas natural de Chile es realizado prácticamente en su totalidad por Argentina. La capacidad de generación eléctrica está muy basada en plantas hídricas, aunque se está migrando hacia la generación térmica y energías alternativas. Si bien Chile presenta un escenario más estable, deberá enfocarse en la provisión de gas natural para diversificar su matriz de generación eléctrica y así, independizarse de los períodos hídricos.

Se presenta en la figura 0.X la situación energética de Argentina, Brasil y Chile:

Fuente energética	 Argentina	 Brasil	 Chile
Gas	<ul style="list-style-type: none"> Falta de actividad de exploración resultó en caída de las reservas. Técnicas secundarias o importaciones serán más costosas que el gas local Necesidad de expandir el sistema de distribución y transporte 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de asegurar el abastecimiento de gas a futuro (Bolivia o Argentina). Necesidad de ampliar y expandir la red de transporte y distribución (inversiones entre 20 y 27 mil millones de dólares) 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de asegurar el abastecimiento de gas a futuro (Argentina o GNL). Importación de GNL implicaría costos mayores para la industria y para la generación termoeléctrica.
Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de ampliar la capacidad de generación y diversificar la matriz de hidrocarburos y recursos hídricos. La falta de gas resulta en cortes e importación de electricidad 	<ul style="list-style-type: none"> Obligación de diversificar la matriz de generación de recursos hídricos con la incorporación de plantas termoeléctricas. Inminente aumento del costo de la electricidad debido a un mayor costo marginal (gas) 	<ul style="list-style-type: none"> Obligación de diversificar la matriz de generación de recursos hídricos con la incorporación de plantas termoeléctricas y recursos renovables no convencionales como la generación eólica y geotérmica
Combustibles	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de refinación de diesel altamente comprometida siendo necesario el pago de extra-costos por importación 	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de refinación de diesel y producción de etanol muy saturadas. Son necesarias ampliaciones para poder abastecer la demanda futura 	<ul style="list-style-type: none"> ENAP deberá incrementar su capacidad de refinación para hacer frente a la creciente demanda y poder abastecer al 50% del mercado interno
Criticidad	Alta	Media	Media

Fuente: Análisis propio

Figura 0.1 – Situación energética de los países del MERCOSUR

Se identificaron las alternativas de posibles interconexiones y se las ordenó de acuerdo a indicadores de prioridad, capacidad de arbitraje y costo de interconexión, mostrando los resultados en la figura 0.2. Se analizaron también los posibles gasoductos considerando el nivel de inversión, rentabilidad económica y prioridad de ejecución dependiendo del nivel de avance. Los resultados del análisis de interconexiones de gas se observan en la figura 0.3.

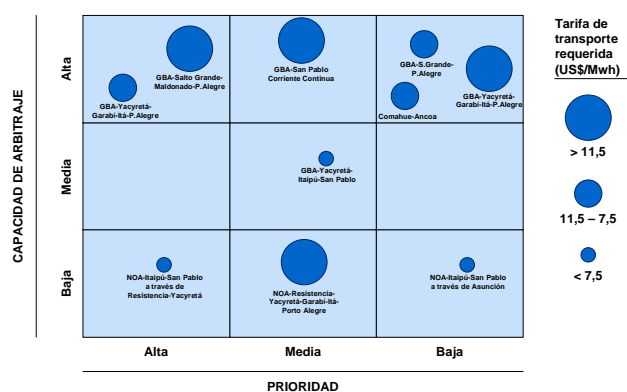


Figura 0.2 – Posibles interconexiones eléctricas

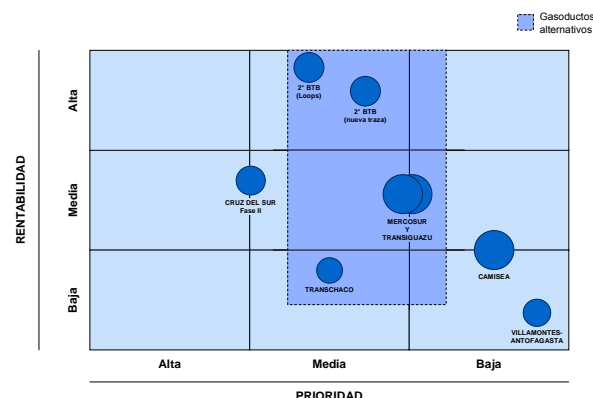


Figura 0.3 – Posibles interconexiones de gas

Si bien existen antecedentes en integración energética regional, aún hay aspectos regulatorios en cada país que dificultan la misma. Estos se encuentran segmentados en tres frentes: transmisión, mercado eléctrico mayorista (“MEM”) y gas natural.

En cuanto a la transmisión, Argentina exige un contrato poco eficiente, no tiene planes de expansión y no está definido el concepto de peaje. Brasil se caracteriza por una deficiencia en la metodología del cálculo del peaje. El mercado boliviano no opera de manera abierta, y da prioridad al mercado local. Chile presenta mecanismos poco claros de negociación de peajes.

Para el MEM, Argentina cuenta con distintas metodologías para transacciones locales y extranjeras genera una especie de “discriminación” y además, la poca transferibilidad del precio a los consumidores finales desmotivan las inversiones. Por parte de Brasil, los contratos incluyen exigentes cláusulas, el precio está determinado en base a un subsidio lo que dificulta la competitividad y no están claras las autorizaciones para transacciones regionales. La falta de regulación a las exportaciones e importaciones en Chile dificulta el libre comercio.

En el mercado del gas natural, Argentina presenta complejos mecanismos de autorización para exportaciones además de no contar con un mercado “spot”. En Brasil, el mercado está controlado por Petrobrás y existe fuerte intervención del estado que resulta en precios no competitivos. Bolivia, cuenta con exportaciones libres, pero da prioridad a Petrobrás y Repsol provocando condiciones inequitativas. Las únicas reglamentaciones en Chile, son acuerdos con Argentina pero se encuentra subdesarrollado afectando la eficiencia general.

En las figuras se pueden observar los resúmenes correspondientes

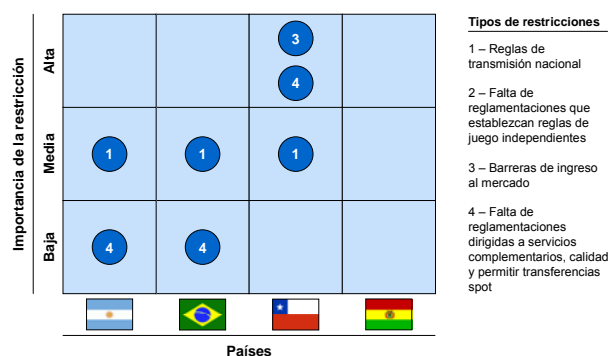


Figura 0.4 – Restricciones del mercado eléctrico

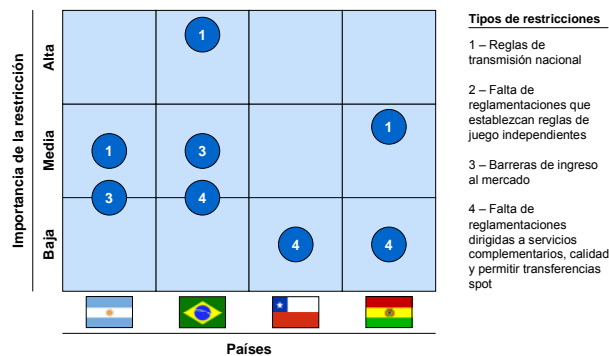


Figura 0.5 – Restricciones del mercado de gas

Para lograr un fuerte grado de integración son necesarias ciertas condiciones mínimas y regulaciones comunes. Entre los requisitos se encuentra la adopción de un modelo de compra-venta de energía con reglas transparentes, eliminación de subsidios a energías convencionales, tarifas únicas de transmisión, la apertura de las operaciones internacionales para empresas públicas y privadas y garantías de cumplimiento de contratos.

Se identificaron dos categorías de cambios para el MERCOSUR, aquellas que eliminan ineficiencias de cada país considerando la oferta/demanda de un tercer país como tal y aquellas que intentan reducir barreras al intercambio regional, a las transacciones de servicios complementarios y a las operaciones de corto plazo. La única alternativa para derribar estas barreras es a través de un mercado regional que genere un compromiso de largo plazo.

Respecto al mercado eléctrico deben establecerse políticas que consideren la demanda externa como propia, establecerse un organismo que administre las transacciones bilaterales, optimizarse las regulaciones eliminando prioridades y permitir la libre determinación de precio entre partes.

Para el sector gasífero deberían mitigarse las posiciones monopólicas, homogeneizarse los marcos existentes, garantizarse transparencia en los contratos y desarrollar mercados secundarios, spot, mecanismos swap y transacciones over the counter para el comercio.

Se estima que Argentina podría duplicar el intercambio actual con Brasil e incentivar las interconexiones con Chile. Para esto debe adaptar sus regulaciones a la nueva dinámica. En el sector eléctrico debe modificar su sistema de expansión de capacidad a través de una planificación organizada, cuidar los derechos financieros de aquellos que asuman los costos de la interconexión, evitar el pago de cargos por transacciones de oportunidad, remunerar las importaciones a precio de mercado, flexibilizar la duración de los contratos de corto plazo, establecer mecanismos de reconocimiento de potencia y definir el traspaso del precio mayorista a los consumidores.

En cuanto al sector gasífero, se debe crear un mercado de corto plazo, asegurar transparencia en los contratos, plantear la obligación de comercializar el gas en un

mercado spot organizado, crear mercados secundarios transparentes y optimizar los mecanismos de swap.

Los cambios necesarios en el caso de Brasil son muy similares a los argentinos. En cuanto al sector eléctrico, se debe modificar la regulación del sistema de transmisión y proteger los derechos financieros de los que asuman los costos de la interconexión. También deberán definirse tarifas nodales por uso de la oportunidad y estructurar los procedimientos de las transacciones regionales. Al igual que Argentina, debería definir una metodología de traspaso de tarifas no discriminando entre producción propia y externa y se deberán fomentar los mercados secundarios de productos financieros, derivatives y forwards.

En el sector de gas, debe establecer un marco que contemple toda la cadena de valor que genere un mercado competitivo. Se deberá comercializar toda aquella capacidad no utilizada en contratos firmes y deberán implementarse mecanismos swap con productores externos.

En el caso de Chile, debe aclararse el mecanismo de peajes evitando negociaciones entre partes, definirse las tarifas nodales en base a los costos variables y establecerse reglamentos sobre los niveles de utilización del sistema. Para los intercambios es necesario crear “comercializadores”, remunerar la energía spot importada a precio de mercado, permitir ofertas cotidianas y definir una política en función de la potencia reconociendo la participación de los vecinos en el mercado local.

En el sector gasífero, Chile es un país netamente importador, por lo que solamente requiere aumentar la transparencia en los contratos y promover la creación de brokers y traders.

Adicionalmente, sería de gran utilidad la creación de una Organización Regional que afirme políticas para considerar las demandas externas con los mismos derechos que la propia, establezca mecanismos para eliminar restricciones al despacho, permita el intercambio de servicios complementarios, mitigue posiciones monopólicas y facilite la creación de mercados secundarios y spot.

La Organización Regional se encargará de crear un mercado regional; Organizar, administrar y arbitrar dicho mercado; Trabajar en conjunto con los países para alinear las regulaciones y crear un regulador regional que actuará de manera independiente y será el encargado de mantener actualizadas las legislaciones del mercado regional y resolver cualquier disputa.

En caso de lograrse un incremento en las interconexiones se obtendrá una mayor eficiencia económica del sistema y una mayor seguridad de abastecimiento. Se estima que los niveles de intercambio podrían como mínimo duplicarse ya que se logrará una reducción de costos al optimizar la utilización de los recursos. La integración tendrá los siguientes efectos:

Impacto sobre los precios y el servicio

Se puede observar el efecto en el corto plazo en la figura 0.6, de donde se puede concluir que en el país importador disminuye el precio de venta a los consumidores pero

los productores se ven afectados. En el país exportador el precio de venta incrementa perjudicando al consumidor final y beneficiando a los productores.

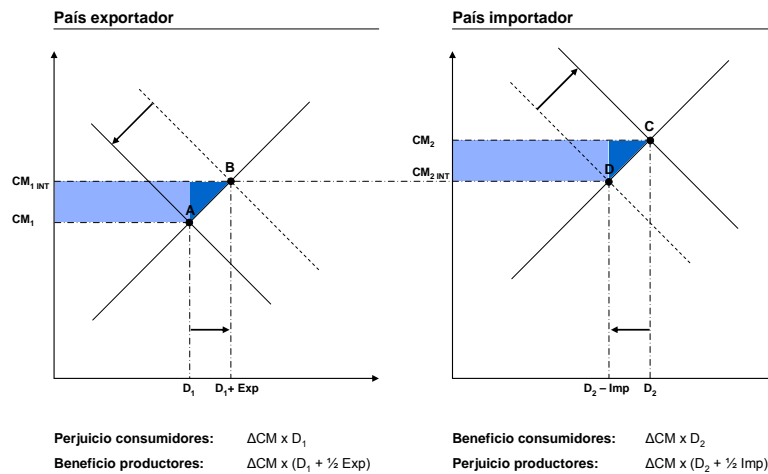


Figura 0.6 – Impacto de la integración sobre los precios

A pesar de que algunos jugadores se vean perjudicados, el sistema como un todo se ve beneficiado. En el país importador, el beneficio de los consumidores es mayor al perjuicio de los productores y al revés en el exportador. De acuerdo a esto, se estima un beneficio aproximado de US\$ 22 millones por año en el sistema.

En el largo plazo, los efectos en cada país diferirían entre sí dependiendo de sus recursos, infraestructura e intercambios existentes. En la figura 0.7 se pueden encontrar los beneficios para cada país.

Argentina	Brasil	Chile
<ul style="list-style-type: none"> Utilización de capacidad térmica como respaldo de la energía hidráulica en Brasil y Chile Reducción del costo marginal de largo plazo por incremento de eficiencia Reducción de capacidad de reserva por uso de energía firme de Brasil en años secos Disminución de riesgo frente a un eventual año hidrológicamente seco por contar como soporte al sistema Chileno y brasileño Diversificación de la matriz energética y menor dependencia de recursos fósiles Estabilización del sistema Reducción de cortes 	<ul style="list-style-type: none"> Ingresos por venta de energía secundaria (hidráulica) a Argentina y reducción de los niveles de vertimiento Acceso a la importación de gas desde Argentina y Bolivia Construcción de plantas térmicas y reducción del costo medio de la energía Diversificación de la matriz energética y menor dependencia de recursos hídricos Estabilización del sistema Reducción de cortes 	<ul style="list-style-type: none"> Utilización de capacidad térmica excedente como respaldo de un eventual año seco en Argentina Reducción de vertimientos del Lago Iaja Ahorro en la importación de gas Disminución de riesgo frente a un año hidrológicamente seco debido a la disposición de energía térmica Argentina Estabilización del sistema Reducción de cortes

Figura 0.7 – Principales beneficios de la integración energética

El sector energético se caracteriza por su volatilidad generada por múltiples factores en el mercado. Esta volatilidad introduce un gran nivel de riesgo para los inversores. Al interconectarse dos mercados se produce indefectiblemente una transferencia de volatilidad. Esta se incrementa en el país más estable y disminuye en el país más volátil. Particularmente si se analizan Argentina, Brasil y Chile se observa que de los tres países Brasil es claramente el más volátil debido a su alta participación hidroeléctrica. A medida que la integración regional evolucione es esperable que la volatilidad de los

precios en Argentina y Chile aumente mientras que en Brasil disminuya marginalmente. Argentina y Chile deberán introducir cambios en sus regulaciones para fomentar la creación de contratos a término y dejar el mercado spot como un mercado de excedentes y para situaciones particulares.

Calidad del Servicio

La diversificación de las fuentes mejorará la calidad del servicio al reducir la variabilidad y el nivel de fallas, al involucrar mayor competencia, mayor volumen de despacho, mayor seguridad de abastecimiento, una mayor estabilidad regulatoria y la posibilidad de utilizar la infraestructura ociosa.

Otros beneficios a tener en cuenta son la reducción de los costos de inversión debido a mayores economías de escala, y los efectos medioambientales que se logren al reducir los combustibles fósiles.

En conclusión, en un escenario en el cual se cumplan determinadas condiciones mínimas de libertad comercial y transparencia se puede asegurar que a nivel macroeconómico, en promedio, todos los países se ven beneficiados con la integración regional. Los productores argentinos podrán exportar su producción a nuevos mercados, los consumidores brasileros experimentarán una reducción de precio energético, Chile podrá importar electricidad de Argentina a un precio competitivo y Bolivia podrá monetizar sus reservas de gas natural.

La mayor eficiencia que se lograría a través de una integración regional hace que existan prácticamente solo ganadores, siendo los únicos perdedores aquellos actores que prefieran mantener el estado actual del mercado en búsqueda de maximizar su propio beneficio.

Executive summary

During the 80's, the energy sectors in MERCOSUR's countries suffered important transformation processes. Private players became the main actors and their capital injections reframed the commercial dynamics in the region. The public administrations lost their decision power while private investors gained room to set the new market trends.

Due to the great diversity of resources in the region, the power trading between the nations would result in vast benefits that should be promoted. However, these free interactions are limited because of the countries' regulatory frames which act as barriers for this type of transactions.

Traditionally the power sector has been governed by natural monopolies and oligopolies resulting in a very rigid supply scheme. During the past few years, investments in the sector were scarce; consequently the entire system shows a modest condition in most of the countries restraining the power provision.

Moreover, the regulatory frames of these countries present significant structural differences and find themselves in different development stages stressing the integration challenge.

The energy price in the MERCOSUR is determined by the marginal cost in the short term which are estimated for Argentina, Brazil, Bolivia and Chile to be 25, 36, 21 y 26 US\$/MW respectively. The construction of the interconnections and power transactions are only justified when the transmission cost does not exceed the differences between the marginal costs.

The Argentine energy matrix is highly dependant on hydrocarbons such as natural gas, diesel and electricity. These three sources represent 80% of the total energy supply. In spite of the demand increase, the country's refinery capacity remained constant having to turn to fuel imports. Therefore, a diversification process is immediately needed so that the country could assure the energy supply in the future. Under a regulated prices and exports withholdings scenario, the sector presents a low economic attractiveness, jeopardizing the refinery capacity and exploration activities. Argentina is currently facing a deep power crisis based on natural gas, electric generation and oil derivatives scarcity, compromising the country's economic development.

The Brazilian energy matrix is highly diversified. Brazil showed an increasing ethanol (currently being the second worldwide producer) and hydroelectric power penetration, while natural gas managed to prevail over fuel oil and coal through imports from Bolivia and Argentina. Wood and biomass account for approximately 16% of total supply.

The Brazilian electric sector is extremely concentrated in hydro sources (83%) which represents a potential risk. Brazil must encourage investments in supplementary energy sources in order to mitigate the supply risks. Although Brazil's situation is not as delicate as Argentina's, it would be necessary to take certain measures to ensure power supply.

The Chilean energy matrix is quite diversified and it is in-between Argentina's and Brazil's situation. However, its imports represented approximately 68% (2005) and they are estimated to increase by 2010. Practically all Chile's natural gas is provided by Argentina. Electric generation is highly based on hydroelectric energies, although the industry is moving towards thermal generation and alternative technologies. Even though Chile presents a stable scenario, it will have to focus in the lack of natural gas issue in order to diversify the supply risk, minimizing the effects of the hydrological cycles.

Several possible interconnections were identified and sorted by priority, arbitration capacity and costs. Possible gas pipelines were also analyzed taking into account investment levels, economic profitability and priority of execution depending on the progress level.

Although there is some history of energetic integration in the region, there are still regulatory issues in each country that complicate the fluid interconnections among countries. These issues can be classified into three different kinds of sources: transmission, wholesale electric market ("WEM") and natural gas.

In terms of transmission, Argentina demands a poorly efficient contract, it does not have any expansion plans and "toll" concept is not clearly defined. Brazil's main problem is the lack of method for the "toll" calculation. The Bolivian market does not function openly and gives priority to local players. Last, Chile presents unclear "toll" negotiating mechanisms.

Regarding the WEM, Argentina uses different procedures for local and foreign transactions making room for "discrimination" and above that costs cannot be freely transferred to the final consumer's price which discourages investments. Brazil's contracts include demanding clauses, price is determined based on an existent subsidy complicating free competitiveness and rules for regional transactions are not clear enough. In Chile, the lack of regulations concerning energy exports and imports obstructs free trade.

In the case of natural gas market, Argentina presents complex exports authorization mechanisms, besides of the lack of a spot market. Brazil's market is mainly governed by Petrobras and there is strong government involvement which results in non competitive prices. Bolivia has free exports; however it gives priority to Petrobrás and Repsol which causes unequal conditions. Chile's only agreements in this matter are those with Argentina and it finds itself in a very primitive condition which will affect general efficiency when interconnected.

In order to accomplish a high integration level certain conditions and common regulations are necessary. Among the requirements is the embracement of an energy transaction model with clear rules, elimination of subsidies to conventional sources, unique transmission tariffs, opening for private and public transactions and contract collaterals.

Two changes categories were identified for the MERCOSUR, those which eliminate inefficiencies in each country considering the foreign supply/demand as local and those which intend to reduce barriers affecting regional exchange, complementary services transactions, and short term operations. The only alternative to overcome these barriers is through a regional market with long term commitments.

In relation to electric market politics considering foreign demand as own must be established. As well, an administration organism for bilateral transactions should be constituted, priorities ought to be abolished and prices must be exclusively determined between parties without any kind of intervention.

Regarding the natural gas sector monopolies should be mitigated, existent legal frames must be homogenized, contracts should guarantee transparency and, spot and secondary markets, swap mechanisms and “over the counter” transactions must be developed for trading.

It is estimated that Argentina could eventually duplicate the actual transactions with Brazil and impulse interconnections with Chile. In order to manage this, Argentina has to adapt its regulations to the new market dynamics.

Concerning the electric market Argentina should develop an organized plan for the its capacity expansion, look after the investors interests, avoid overprices in “opportunity transactions”, reward imports at a free market price, supply short term extents, establish power reimbursements mechanisms and define the price transferability to consumers.

For the natural gas sector, a short term market should be created; transparency in contracts must be guaranteed, discuss the obligation of trading gas in an organized spot market, develop secondary markets and optimize swap mechanisms.

For Brazil, modifications needed are very similar to Argentine ones. In terms of electric sector, transmission regulation must be modified to protect the investors’ financial interests. Nodal tariffs will also have to be defined for opportunity use and regional transactions procedures should be structured. As Argentina, Brazil should define the price transferability mechanism without discriminating foreign and local production. Finally, derivatives and forwards secondary markets should be promoted.

Regarding natural gas sector, Brazil must elaborate a frame considering all the industry chain in order to create a competitive market. All the remaining capacity from long term contracts should be traded and there swap mechanisms with external producers should be implemented.

In Chile’s case, the “toll” mechanism should be clarified avoiding informal negotiations among parts, nodal tariffs must be defined based on variable costs and regulations about system’s utilization levels should be established. It would be necessary to create the figure of “marketers” for the exchanges, reward imports at fair market prices, allow daily offers and define power reimbursements recognizing foreign participation in local market.

In the gas sector Chile is basically an importer, so the only modification would be to increment contract transparency and promote the creation of “brokers” and “traders”.

Additionally, it would be very useful to found a Regional Organization to assure politics such as considering the foreign supplies as own, establishing mechanisms to fight supply restrictions, allowing complementary services transactions, mitigating monopolies and simplifying the creation of spot and secondary markets.

The Regional Organization would be in charge of the creation of a regional market; Organization, administration and mediating such market; Work jointly with the countries to align regulations and the creation of a regional regulator which would act independently and would be in charge of keeping the regional market regulations actualized and solve any eventual controversy.

In case of accomplishing an increase in the exchanges, a greater economic efficiency and security of supply would be achieved. It is estimated that exchange level could at least duplicate due to the cost reductions gained through the resources optimization. The integration would have the following effects:

Impact over prices and service:

Figure 0.6 shows the short term effect, from which it could be concluded that in the importer country consumers' price decrease but producers are affected. In the exporter country consumers' price increases damaging final consumers and improving producers' profits.

In spite of some players being affected, the system as a whole is benefited. In the importer country, consumers' benefit is greater than producers' damage and the other way around in the exporter country. According to this, it is estimated a total benefit for the whole system of approximately US\$ 22 million per year.

In the long term, the effects on each country will differ from one another depending on their resources, infrastructure and existing exchanges.

The energy sector characterizes itself by the great volatility due to multiple factors in the market. This volatility introduces an important risk level for investors. When interconnecting two different markets volatility transference is indefectibly produced. It increases in the stable country and decreases in the more volatile one. Particularly, if Argentina, Brazil and Chile are analyzed, among them Brazil is clearly the more volatile country due to the high dependant on hydroelectric energy. As the regional integration evolves it is expected Argentine and Chilean process to increase as Brazils marginally decrease. Argentina and Chile should introduce changes in their regulations to promote the creation of long term contracts and leave the spot market as a surplus and particular situations market

Service Quality:

The matrix diversification will improve service quality when reducing variability and failures level, introducing greater competition, increasing supply volume, improving supply security, assuring greater regulatory stability and creating the opportunity of using idle infrastructure.

Other benefits to take into account are the investments cost reduction because of the greater economies of scale and the environment effects accomplished when reducing fossil fuels.

In conclusion, under a determined scenario of minimum trade freedom and transparency conditions it can be affirmed that the macroeconomic level, in average, all countries are benefited by the regional integration. Argentine producers could exports its' production to new markets, Brazilian consumers would experiment an energetic price reduction, Chile could import electricity form Argentina at competitive process and Bolivia could monetize its natural gas reserves.

The greater efficiency achieved through a regional integration makes only winners, being the only losers those players which prefer to keep the actual situation, seeking for their own benefit.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR	2
Introducción y situación actual	2
El mercado del gas y sus precios en el MERCOSUR	3
Costo Marginal a Corto y Largo Plazo	4
Situación energética y perspectivas para Argentina	7
Situación energética y perspectivas para Brasil	10
Situación energética y perspectivas para Chile	13
Posibles interconexiones	16
Aspectos regulatorios que dificultan la integración	18
Transmisión	18
Mercado Eléctrico Mayorista	19
Gas Natural	20
Requisitos para una integración más eficiente	22
Cambios regulatorios en la región	23
Cambios regulatorios en Argentina	24
Cambios regulatorios en Brasil	24
Cambios regulatorios en Chile	25
Organización Regional para el Intercambio	26
Beneficios e impacto de la integración	28
El impacto sobre los precios y el servicio	29
CONCLUSIONES	35
ANEXO A: ARGENTINA	37
Tendencias en el pasado y drivers de la matriz energética	37
Potenciales escenarios a futuro	47
ANEXO B: BRASIL	57
Tendencias en el pasado y drivers de la matriz energética	57
Potenciales escenarios a futuro	68
ANEXO C: CHILE	81
Tendencias en el pasado y drivers de la matriz energética	81
Potenciales escenarios a futuro	90
BIBLIOGRAFÍA	97

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR

INTRODUCCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL

Hacia fines de la década del 80, los sectores energéticos de los países del MERCOSUR sufrieron importantes procesos de transformación.

Argentina inició dicho proceso en los sectores de gas y energía eléctrica alrededor del año 1991 convirtiéndose en el proveedor de gas natural de Chile y realizando también exportaciones a Uruguay y Brasil. Logró además formar un mercado eléctrico maduro luego de un rápido y eficaz proceso de reestructuración y privatización de los principales jugadores del mercado. Actualmente esta situación ha cambiado y Argentina ha perdido muchas de sus ventajas competitivas, en una época donde la alta demanda, la importación de energía eléctrica y gas natural se vuelve día a día más apremiante.

En Brasil el sector eléctrico ha migrado desde un monopolio estatal hacia un mercado eléctrico y un sector gasífero en pleno desarrollo. Este proceso de reestructuración iniciado en el año 1995 continuó con una etapa de privatización y un posterior ajuste de la regulación. Aún así, una parte del abastecimiento de energía de Brasil todavía depende del gas de Bolivia y de la energía eléctrica de Argentina.

Chile ha sido un pionero en la transformación de su sector eléctrico a través de un proceso de privatización. Sin embargo, el sector eléctrico chileno es poco competitivo, debido principalmente a una excesiva concentración inicial en el sector de generación y una difusa separación vertical de la transmisión.

Finalmente, Bolivia encaró un profundo proceso de transformación y privatización en su sector energético, tanto en el sector del gas como de la energía eléctrica. Las reservas le permiten a Bolivia exportar aproximadamente 110 millones de metros cúbicos de gas por día teniendo un horizonte de reservas de alrededor de 15 años. De esta manera, Bolivia se ha convertido en el centro gasífero de la región y es un jugador muy importante para la integración energética en el MERCOSUR.

Durante el proceso de transformación de los sectores energéticos de los países de la región, ciertas dinámicas del proceso de integración se vieron afectadas. Progresivamente los agentes privados pasaron a ser los actores principales del sector energético y comenzaron a ser ellos quienes se encontraban en condiciones de evaluar posibles ventajas relativas entre países y materializar las oportunidades que se presentaban en la comercialización e intercambios de energía a gran escala. El gran incremento de capitales privados en los sectores energéticos de los distintos países de la región replanteó la dinámica del comercio. Los estados nacionales perdieron poder de decisión frente a los inversores privados que pasaron a dominar claramente el mercado marcando las nuevas tendencias.

Debido a que algunos países poseen disponibilidad de gas natural, otros poseen importantes recursos hidroeléctricos y otros, características estructurales complementarias, no cabe duda de que los intercambios energéticos en la región producirían importantes beneficios sociales que deben ser no sólo alentados sino fomentados y apoyados. Sin embargo, el desarrollo de interconexiones entre países del MERCOSUR se ve limitado principalmente por normas regulatorias que dificultan y entorpecen el intercambio creando barreras para una regionalización eficiente.

El mercado del gas y sus precios en el MERCOSUR

Históricamente el sector gasífero se caracterizó por la existencia de oligopolios y monopolios naturales. Esta situación ocurre en la mayoría de los eslabones de la cadena de valor, lo que se traduce en una oferta regional rígida, principalmente al nivel de producción.

En cuanto a la infraestructura de transporte y distribución, las inversiones han sido mínimas en los últimos años, por lo que el sistema se encuentra en condiciones muy modestas y precarias en la mayoría de los países de la región (a excepción de Argentina), permitiendo un suministro limitado a los distintos países del MERCOSUR.

Los instrumentos de contratación que más se utilizan en el sector, son en su mayoría contratos de “entrega en firme” con una flexibilidad muy baja. Los mercados del tipo “spot”, donde los precios se establecen en base al costo marginal de la máquina generadora siguiente a la última despachada, y los mercados “secundarios” de la región se encuentran subdesarrollados. Adicionalmente, los marcos regulatorios de los distintos países de la región presentan importantes diferencias estructurales y se encuentran en distintos estados de evolución, lo que acentúa el desafío de la integración.

Particularmente en Argentina, los precios de venta fluctúan en un rango muy pequeño de variabilidad entre dos valores, a pesar de que los precios establecidos en los contratos posean cierta correlación con el precio del crudo. La metodología utilizada para calcular el precio en boca de pozo de las distintas cuencas del país toma como referencia a la cuenca neuquina. Los precios se establecen en base al precio en boca de pozo en Neuquén sumándole un *mark up* del costo de transporte hasta Buenos Aires y luego se le resta un *net back* hasta las demás cuencas del país.

El precio en boca de pozo de la cuenca neuquina no responde a los costos marginales de corto, mediano o largo plazo, sino que surge de políticas de las empresas formadoras de precio dominantes. A pesar de esta situación, el precio del gas en el Gran Buenos Aires se posiciona debajo de sus sustitutos, como por ejemplo, el fuel oil.

Los precios del gas en Bolivia estuvieron históricamente vinculados a los precios de Argentina, debido a que estos eran calculados vía *net back* deduciéndole al precio en boca de pozo argentino una tarifa correspondiente al transporte desde Bolivia. Actualmente existe una disociación entre los precios de ambos países, ya que Bolivia dejó de exportar gas hacia Argentina, quedando vinculada únicamente con Brasil. Argentina se encuentra hoy predominantemente comunicada con Chile.

Chile y Uruguay son actualmente tomadores de precio del gas de Argentina, ya que las exportaciones se basan principalmente en el precio de cuenca en Neuquén o Noroeste.

Brasil se encuentra en una posición de ventaja competitiva en la negociación de precios y volúmenes de gas, debido a que las altas reservas de Bolivia, sumada la producción de Argentina y un eventual volumen de reservas peruanas aún no definidas, le aseguran el suministro de gas que cualquiera de sus sectores industriales le pueda requerir a futuro. Adicionalmente, el costo marginal de largo plazo en Brasil tiene un límite superior definido por las alternativas de generación eléctrica que compiten con las plantas de ciclo combinado, siendo esta principalmente la generación hidroeléctrica.

Bajo este esquema, se espera que los consumos *city gate* de las ciudades de San Pablo y Rio de Janeiro sean los trazadores de precio (*price makers*) siendo los productores de

Bolivia quienes se tendrán que adaptar a esta situación y convertirse en tomadores de precio (*price taker*).

Costo Marginal a Corto y Largo Plazo





El costo marginal a corto plazo (CMCP) es aquel costo al cual se incurre para ofertar una unidad adicional. En el caso del sector energético, este costo coincide con el costo marginal de la tecnología más cara que se encuentra entregando energía al sistema.

El costo marginal a largo plazo (CMLP) representa el precio al cual se debe retribuir la generación de una nueva planta productiva para que esta sea viable y económicamente rentable. El cálculo del CMLP incluye dentro de su metodología a los costos variables y a los costos de capital asociados a la puesta en funcionamiento de nuevas unidades adaptadas al mercado.

El precio de la energía en el MERCOSUR está determinado por el costo marginal a corto plazo. Para que el mercado eléctrico llegue a un equilibrio económico se debe cumplir que el costo marginal a corto plazo tienda, en promedio, al costo marginal a largo plazo del sistema. De esta forma, el sistema se asegura la creación de nuevas fuentes de generación que respondan a las dinámicas de demanda que se presentarán a futuro. De lo contrario, las inversiones en infraestructura energética disminuirán comprometiendo el abastecimiento de las necesidades futuras.

De acuerdo con un estudio realizado por el Banco Interamericano de Desarrollo, en el cual se realizó una evaluación económica¹ de rentabilidad de diferentes tipos y proyectos de generación, seleccionando la alternativa más económica para cada país que cumpla con los requisitos y calidad para satisfacer el crecimiento de la demanda, se obtuvo una estimación de los costos marginales de largo plazo para Argentina, Brasil, Bolivia y Chile.

Los valores obtenidos por dicho estudio se presentan en la figura 1.1 a continuación:

País	CMLP* (U\$S/MWh)
 Argentina	25,0
 Brasil	36,0
 Chile	21,0
 Bolivia	26,0

* CMLP: Costo marginal a largo plazo
Fuente: BID, Análisis propio

Figura 1.1 – CMLP de los países del MERCOSUR

De acuerdo con este análisis, se puede decir que los mercados estarán en equilibrio mientras que el precio sea el indicado anteriormente.

¹ Para la evaluación se supuso una tasa de retorno sobre el capital invertido de 16%. A partir de este dato y con las hipótesis sobre el financiamiento se estimó la tasa WACC. Finalmente se emplearon precios de gas regionales, se proyectó el flujo de caja teniendo en cuenta costos de inversión, operación y mantenimiento, de insumos e impuestos, así como también los ingresos operativos por venta de producción al mercado obteniéndose el CMLP. Banco Interamericano de Desarrollo

Brasil posee un costo marginal de aproximadamente 10 US\$/MWh superior al resto de la región. Este sobre costo se encuentra asociado principalmente a los costos de transporte de gas debido a su gran extensión. De esta manera, se justifica la construcción de interconexiones y un intercambio energético regional, siempre y cuando el costo de transmisión no supere este margen de 10 US\$/MWh.

De acuerdo a las posibilidades de interconexión, se presenta a continuación las alternativas y sus respectivos costos de transmisión (figura 1.2).

	Nodos Origen - Destino	Potencia MW	Distancia Kilometros	Costo de transmisión US\$/Mwh
1	AR NEA – BR Rio Grande do Sul	1.500	500	4,0 – 6,0
2	AR NEA – BR Itaipu	1.500	500	3,4 – 4,0
3	AR Buenos Aires – BR San Pablo	S/Límite	2.300	13,0 – 16,0
4	AR Comahue – CH Ancoa	500	600	7,0 – 8,0

Fuente: BID, Análisis propio

Figura 1.2 – Posibles interconexiones eléctricas

Normalmente, el transporte de gas natural compite con la transferencia de energía eléctrica en función del precio. Para optar por transportar una u otra forma de energía, se deben analizar las condiciones económicas y regulatorias.

En el caso particular de Argentina y Brasil es importante reconocer a priori la diferencia de distancia entre los sistemas eléctricos (muy próximos entre sí) y las zonas de disponibilidad de gas (más de 1000 kilómetros de distancia)². Adicionalmente, la diferencia de frecuencia que existe entre ambos países (Argentina: 50Hz vs. Brasil: 60Hz) implica un costo adicional de interconexión de aproximadamente 5 US\$/MWh.

Si se compara el costo de transporte de gas vía gasoductos con el costo de transmisión eléctrica, se observa que en la mayoría de los casos el gas es más competitivo y presenta un menor costo. Las principales alternativas, volúmenes y costos de interconexión se presentan en la figura 1.3.

² A modo de ejemplo, la interconexión Yacyretá-Ita requirió 500 Km. de líneas de transmisión mientras que el gasoducto Paraná-Uruguayana-Porto Alegre requiere de 1200 Km.

Nodos Origen - Destino	Volumen 10 ⁶ m ³ /día	Distancia Kilometros	Costo de transmisión US\$/Mwh
1 AR Neuquén – CH Santiago	9	537	4,83
2 AR NEA – CH Norte Grande	8	1.044	6,67
3 AR Buenos Aires – CH Santiago	9 – 12	1.120	4,33
4 AR Buenos Aires – BR Porto Alegre	15	1.065	6,18
5 AR Buenos Aires – BR San Pablo	11	3.200	6,89
6 AR Buenos Aires – UR Montevideo	2,5	215	1,07
7 AR Buenos Aires – UR Uruguayana	9	480	1,07
8 BO Santa Cruz – BR Porto Alegre	30	3.880	12,07
9 BO Santa Cruz – BR San Pablo	30	3.150	11,72
10 BO Santa Cruz – CH Norte Grande	8	570	8,38

Fuente: BID, Análisis propio

Figura 1.3 – Posibles interconexiones de gas natural

De los resultados mostrados en la tabla anterior, se deduce que la electricidad es competitiva con el gas solo cuando existen ventajas diferenciales en distancia.

SITUACIÓN ENERGÉTICA Y PERSPECTIVAS PARA ARGENTINA

La matriz energética de la Argentina es altamente dependiente de hidrocarburos como el gas natural y el diesel y de la electricidad. Estas tres fuentes representan aproximadamente el 80% de la oferta total energética.

Entre el año 1995 y 2005, la demanda total de energía se incrementó a una tasa promedio de 3,1% por año alcanzando los 64 millones de toneladas equivalentes de petróleo. El sector de generación eléctrica, el sector agrícola y el sector residencial fueron los principales actores que condujeron este crecimiento en la demanda. Al analizar las fuentes energéticas que soportaron este crecimiento, se concluye que el gas natural (65%), el diesel (16%) y la electricidad (12%) fueron las principales fuentes.

La demanda de gas natural creció a un ritmo de 4,9% anual como resultado del incremento en la generación de centrales termoeléctricas, el consumo del sector de transporte y el consumo doméstico. El sector de generación eléctrica fue el de mayor expansión en cuanto al consumo de gas debido a la instalación de nuevas plantas termoeléctricas y el sector de transporte buscó como alternativa el uso de GNC en motores nafteros, debido a los crecientes precios de los combustibles (para el año 2006 la flota de vehículos alcanzó 1,7 millones de automóviles).

La demanda de combustibles en Argentina cayó notablemente durante la crisis del año 2001, pero se recuperó en los años subsiguientes mostrando un alto crecimiento en el consumo de diesel y una caída en la demanda de naftas. A pesar del incremento en la demanda de combustibles, la capacidad de refinación argentina se mantuvo estancada durante la última década siendo necesario recurrir a importaciones para abastecer la demanda.

Finalmente, la demanda eléctrica tuvo un crecimiento aproximado de 4,1% por año. Este incremento en la demanda estuvo impulsado principalmente por el sector industrial y comercial. La capacidad de generación de la Argentina está compuesta en un 58% por plantas térmicas y en un 25% por plantas hidroeléctricas. Debido a la alta dependencia de hidrocarburos y períodos hídricos existe una creciente necesidad de diversificación para poder asegurar el abastecimiento de electricidad en un futuro.

La demanda energética Argentina puede ser proyectada a través de una regresión lineal utilizando PBI y población como variables independientes ($R^2 = 0,97$). Se espera que la demanda de energía en Argentina crezca aproximadamente entre un 15 y un 30 por ciento durante los próximos cinco/seis años, o lo que es lo mismo, a una tasa de entre el 2% y 4% anual.

De acuerdo al comportamiento histórico de la demanda, se espera que los sectores encargados de conducir este crecimiento sean el sector industrial, el sector de transporte y el sector residencial.

Al igual que ocurrió en los últimos 10 años, se prevé que las fuentes de energía que más incrementarán su oferta y consumo serán el gas natural, el diesel y la electricidad.

El sector gasífero en Argentina se encuentra actualmente en una situación crítica. La falta de incentivos para las actividades de exploración resultó en la maduración de los yacimientos y una declinación en el nivel de reservas.

Debido a este escenario, puede no ser posible asegurar el abastecimiento de gas natural en un futuro y tener que recurrir producción offshore o técnicas de recuperación

terciaras para acceder a reservas probables o bien importar gas de algún país de la región lo que se traduciría en una alza en el precio del gas y en mayores costos y pérdida de competitividad de la industria a nivel global.

Adicionalmente, las tarifas definidas en pesos y congeladas desde el 2002 no le permitieron al sector encargado de transporte y distribución realizar expansiones en el sistema. Se espera que el transporte actúe como cuello de botella en un futuro siendo imprescindible aumentar la capacidad del sistema.

La segunda fuente de energía que más aumentará, en lo que a consumo se refiere, será el diesel. El consumo de este combustible se realiza casi totalmente en los sectores de transporte y agropecuario.

La capacidad actual de refinación de diesel ronda los 209 mil barriles diarios y se espera que para el año 2010 alcance los 267 mil barriles diarios. De acuerdo con el aumento esperado en el consumo de diesel, serán necesarias futuras ampliaciones a la capacidad instalada a partir del 2013 para poder cumplir con los requerimientos crecientes del mercado.

Al igual que ocurre con el gas natural, los precios del diesel se encuentran regulados y muy por debajo de los precios internacionales. Adicionalmente a esta regulación y diferencia de precios, la ley argentina impone retenciones a la exportación de combustible diesel y petróleo crudo. De esta manera, el atractivo que representa el sector es muy pobre y la expansión de la capacidad de refinación se ve muy comprometida.

Finalmente, la tercera fuente que más aumentará su oferta en el futuro es la electricidad. Según proyecciones realizadas por la Secretaría Nacional de Energía la demanda de energía eléctrica en el año 2010 alcanzará un valor de 110 TWh. Esta proyección es suficientemente conservadora, ya que proyecciones privadas arrojan una demanda esperada para el año 2010 mayor a 130 TWh.

Para poder cumplir con la demanda eléctrica a futuro, será necesario ampliar la capacidad de generación. Si bien existen ampliaciones proyectadas es importante tener en cuenta que gran parte de la planificación se basa en represas hidroeléctricas lo que concentra aún más la matriz de generación eléctrica.

Finalmente un aspecto clave para el sector será la disponibilidad de gas natural. En el caso de que exista desabastecimiento de gas, es posible que las plantas termoeléctricas no puedan producir electricidad al 100%, reduciéndose de esta manera la oferta.

Como se puede ver Argentina está atravesando una clara crisis energética. Esta crisis pasa prácticamente por el gas natural, la generación eléctrica y los derivados de petróleo.

Comenzando por el gas natural, la escasez de este recurso hace que sean necesarias importaciones a mayores precios. Las industrias tienen restringido el abastecimiento y deben buscar fuentes alternativas de energía. Debido a esta falta de gas y a la prioridad que tiene el sector residencial para ser abastecido, la generación de plantas termoeléctricas se encuentra muy comprometida. Esto genera que la oferta eléctrica sea insuficiente y se limite el envío de electricidad a las industrias, las cuales deben utilizar por ejemplo generadores diesel para poder producir o directamente cerrar turnos productivos.

Finalmente, el sector de derivados se encuentra al igual que los otros dos sectores muy limitado en cuanto a inversiones y expansiones de infraestructura. Esta situación, sumada a la inestabilidad y regulación tarifaria, hace que exista escasez de combustibles para el transporte y el agro, dificultando de esta manera el desarrollo de estos sectores.

SITUACIÓN ENERGÉTICA Y PERSPECTIVAS PARA BRASIL

La matriz energética brasilera es una matriz muy diversificada. Durante el período 1995-2005 la tendencia energética en Brasil mostró una creciente penetración del etanol y de la energía hidroeléctrica como fuentes de energía. El gas natural incrementó su penetración desde el 3% en el año 1996 hasta el 9% en el 2005, mientras que el fuel oil y el carbón perdieron terreno en los últimos 10 años, principalmente desplazados por el gas natural. Finalmente la madera y la biomasa son fuentes muy importantes y entre ambas aportan aproximadamente el 16% de la oferta total de energía.

La demanda total de energía creció a un ritmo de 3% por año durante la última década. Durante el período 1994-2005, la demanda esta se incrementó en 62 millones de TEP. Este incremento fue absorbido principalmente por el gas natural, el etanol y la electricidad. Claramente se observó un cambio de hábito en la utilización de combustibles, habiéndose este inclinado hacia el gas y el etanol en reemplazo de los derivados del petróleo.

El gas natural es la fuente de energía que más creció siendo responsable de aproximadamente el 50% del incremento de la demanda. Este crecimiento se debe a la posibilidad de Brasil de importar gas de países del cono sur. Las importaciones, provenientes en su mayoría de Bolivia y Argentina crecieron entre el año 2000 y el año 2005 a una tasa promedio de 30% por año.

Los sectores que impulsan el uso de gas natural son principalmente el sector industrial y el de generación termoeléctrica, mientras que el consumo residencial y comercial es muy bajo en comparación a otros países, principalmente debido a la limitada red de distribución y al clima extremadamente cálido.

La segunda fuente que más creció en términos de oferta fue el etanol. La producción se incrementó a una tasa anual de del 3% desde 1995, convirtiéndose en el segundo productor del mundo detrás de los Estados Unidos.

Este incremento en la producción de etanol, se debe en parte a que el precio del mismo es relativamente inferior al combustible tradicional. La introducción de vehículos con motores capaces de utilizar combustibles con mezclas de etanol ha contribuido fuertemente al incremento en el consumo. Brasil es el país con mayor penetración de vehículos con motores “flexibles”, muy por delante del resto de los países del mundo. Adicionalmente, Brasil creó una política a través de la cual pretende depender lo menos posible de fuentes de energía no renovables y para impulsar la utilización de etanol, se obliga a adicionarle una determinada cantidad de etanol a las naftas que se comercializan regularmente.

Finalmente, la tercera fuente de energía en importancia es la electricidad. El sector eléctrico de Brasil esta sumamente concentrada en los recursos hídricos (83%).

Esta alta concentración en plantas hidroeléctricas genera un riesgo potencial, debido a la dependencia de la lluvia y los caudales en los ríos. Períodos secos como el de 2001-2002 obligó a la realización de cortes ya que el excedente de la demanda no se pudo mitigar con importaciones. Está claro que Brasil debe realizar inversiones en nuevas plantas eléctricas que utilicen otra fuente primaria de energía de manera tal de diversificar los riesgos.

La demanda energética brasilera se proyecta mediante un modelo de regresión lineal ($R^2 = 0,99$). Se espera que la energía demanda aumente un 34% en los próximos 5 años y alcance un valor de 221 millones de TEP.

De acuerdo al comportamiento histórico de cada uno de estos sectores como a distintas proyecciones, se espera que los sectores que más incrementarán su consumo sean el sector industrial y el de transporte.

El sector industrial de manera independiente, principalmente impulsado por el sector metalúrgico y el sector de alimentos y bebidas, será el responsable por más del 50% del aumento de la demanda en el futuro.

Respecto a los tipos de combustibles, se proyecta que el gas natural, la electricidad y los combustibles para automóviles serán los que incrementarán su oferta para hacer frente a la mayor demanda.

La demanda de gas natural se verá incrementada principalmente debido a la puesta en funcionamiento de plantas termoeléctricas. El objetivo de la creación de estas plantas es el de reducir el riesgo que implica la dependencia de la generación hídrica. Otra fuente de incremento de la demanda de gas serán las industrias, ya que actualmente muchas de estas están atravesando un período de conversión pasando de combustibles tradicionales como el gasoil, fuel oil o kerosene a la utilización de gas natural.

La electricidad será la segunda fuente en importancia respecto al incremento de oferta. Se espera que la demanda eléctrica crezca a una tasa anual de 5,3%. De darse este escenario, las adiciones proyectadas al sistema hidroeléctrico no serán suficientes, por lo que será necesaria la incorporación de capacidad de generación térmica.

De acuerdo a la curva de costos de la generación hidroeléctrica, se espera que al comenzar a despachar electricidad desde plantas térmicas, el valor de la electricidad en Brasil aumente de 90-95 R\$/MWh a 150-170 R\$/MWh.

Finalmente, la tercera fuente de energía en importancia serán los combustibles destinados al transporte. Estos son, el diesel, las naftas y el etanol.

Se espera que el etanol continúe aumentando su penetración en el mercado brasilero desplazando el uso de la nafta tradicional. Por el contrario se proyecta que la utilización de diesel sea cada vez mayor y que para el año 2010 se demanden aproximadamente 35 millones de TEP.

Teniendo en cuenta que la capacidad de refinación de diesel es de aproximadamente 38 millones de TEP, Brasil se encontrará en una situación en la cual tendrá que incrementar sus importaciones para poder suplir las fluctuaciones de la demanda

Si bien la situación energética de Brasil no se encuentra tan comprometida como Argentina, será necesario tomar ciertas medidas que permitan asegurar que en un futuro no existirá desabastecimiento ni crisis energética.

Respecto al sector gasífero, la inestabilidad política de Bolivia y al desabastecimiento de gas en Argentina, la disponibilidad a futuro de gas natural en Brasil se puede ver afectada. Adicionalmente, será necesario realizar inversiones en ampliación y expansión de la red de transporte y distribución. Según estimaciones de Petrobrás, serán necesarias obras para extender en 12.000 kilómetros la red de transporte y en 6.000 kilómetros la red de distribución, totalizando inversiones de entre 20 y 27 mil millones de dólares.

Pasando al sector eléctrico, Brasil debe enfocarse en diversificar su matriz de generación eléctrica y reducir el riesgo potencial de un año hidrológicamente seco. Para esto, es posible migrar hacia la generación térmica, lo que pone en mayor manifiesto la necesidad de asegurar el abastecimiento de gas.

Finalmente, Brasil deberá incrementar notablemente su capacidad de producción de etanol y su capacidad de refinación de Diesel a fin de abastecer el mercado de combustibles para vehículos “flexibles” y limitar la importación de Diesel a precios mayores que el costo de producción local.

SITUACIÓN ENERGÉTICA Y PERSPECTIVAS PARA CHILE

La matriz energética chilena está bastante diversificada respecto a las fuentes de energía que la componen y se encuentra en una situación intermedia entre Argentina (muy concentrada) y Brasil (altamente diversificada).

La tendencia en los últimos años mostró una mayor penetración de la demanda de gas natural y de electricidad. El gas natural, el diesel y la electricidad de manera conjunta son los responsables por el 52% de la oferta total de energía en Chile.

Si bien la matriz energética se encuentra diversificada, no ocurre lo mismo respecto al origen de las fuentes. En el año 2005 las importaciones de energía representaron aproximadamente el 68% del consumo bruto primario. Esta proporción a lo largo del tiempo fue creciendo y según proyecciones, se espera que las importaciones representen el 75% del consumo bruto en el año 2010.

La demanda total de energía en Chile creció durante el período 1995-2005 a una tasa promedio aproximada de 5% por año. Esta mayor tasa de crecimiento en comparación a Argentina y Brasil se explica a través de un producto bruto interno per cápita alto que fomenta el uso de distintos tipos de energía.

El gas natural, la electricidad y el diesel fueron las fuentes que más incrementaron su oferta para poder hacer frente a este crecimiento en la demanda.

Comenzando por el gas natural, este soportó aproximadamente el 50% del incremento total en el consumo energético. El principal impulsor de este aumento fue la generación eléctrica mediante la utilización de plantas térmicas. Adicionalmente el sector industrial demandó aproximadamente 2,1 millones de TEP adicionales debido a la tendencia a reemplazar combustibles como el fuel oil por la utilización de gas natural.

El suministro de gas natural a Chile es realizado prácticamente su totalidad desde Argentina a través de gasoductos localizados tanto en el norte, centro y sur de la región interconectando ambas economías.

Pasando a la demanda de energía eléctrica, esta creció entre 1995 y 2005 a una tasa promedio de 7,2% por año. El sector industrial y de minería fueron quienes condujeron la mayor parte de este incremento. La producción de cobre y la producción de papel son responsables por aproximadamente el 70% del aumento de demanda eléctrica.

No menos importante fue el sector residencial, cuyo aumento en la demanda fue muy significativo. Como se enunció anteriormente, este comportamiento se debe a una mejora en la economía, un incremento en el producto bruto interno per cápita y un mayor monto destinado al gasto en energía.

La capacidad de generación está muy basada en plantas hídricas, haciendo a la oferta dependiente de las condiciones climáticas. Actualmente esta sigue siendo la fuente más importante, aunque se está migrando hacia la generación térmica y energías alternativas.

Finalmente, la tercera fuente en importancia respecto al crecimiento en la demanda fue el diesel. El consumo de este combustible creció al 4,5% entre los años 1995 y 2005 representando un 15% del incremento en la demanda total de energía.

El aumento en el consumo de diesel se debe prácticamente en su totalidad al sector de transporte. La venta de autos con motores diesel aumentó su participación alcanzando el

27% de las ventas de unidades nuevas. Esta tendencia se debe a que el precio del diesel es considerablemente más económico que las naftas (nafta: 1,2 US\$/lt. vs. Diesel: 0,9 US\$/lt.).

Al igual que para Argentina y Brasil, se proyectó la demanda de energía a través de una regresión lineal ($R^2 = 0,97$). Se espera que la energía demandada en Chile crezca a una tasa promedio de 4,8% por año hasta el 2013 hasta incrementarse en 15 millones de TEP.

Se espera que los sectores que impulsen este crecimiento sean los centros de transformación, la industria, la minería y el sector de transporte demandando principalmente gas natural, electricidad y diesel.

El gas natural será la fuente que más incrementará su oferta en los próximos años debido a la expansión planeada en la capacidad de generación termoeléctrica y a las industrias. Para poder hacer frente al aumento en la oferta de gas natural, será imprescindible asegurar las fuentes de abastecimiento en un futuro.

Respecto al sector eléctrico, se espera que la demanda de electricidad crezca 3,4 millones de TEP hasta el 2013, conducido principalmente por el sector minero y el residencial. De acuerdo a los planes de expansión anunciados, se espera que el excedente de capacidad esté cada vez más comprometido siendo necesario recurrir a la construcción de nuevas plantas generadoras o a la importación de electricidad.

Finalmente, la tercera fuente de energía en importancia respecto a su crecimiento esperado a futuro es el diesel. Se espera que la demanda del diesel continúe con la misma tendencia creciente que presentó en el pasado, principalmente debido al sector industrial y al sector automotriz.

De acuerdo a como se puede observar en la evolución histórica y en las tendencias a futuro que presenta Chile, se concluye que si bien Chile presenta un escenario más estable y con menos riesgo que el resto de los países, igualmente deberá enfocarse en determinados aspectos relevantes para evitar complicaciones a futuro.

La principal cuestión que debe abordar el sector energético en Chile es respecto a la provisión de gas natural. Actualmente Argentina no se presenta como un socio confiable y los cortes de suministro en el corto plazo son inminentes. Las principales, y más atractivas alternativas son la importación de gas natural de Bolivia y la importación de Gas Licuado. Si bien la importación de Gas Licuado le permitirá a Chile asegurarse el abastecimiento de Gas Natural, el precio que terminaría pagando por éste sería bastante mayor al actual.

En el caso de que Chile consiga asegurar el abastecimiento de gas natural, podrá entonces diversificar su matriz de generación eléctrica y ser menos dependiente de períodos hídricos, siempre y cuando no existan retrasos en la construcción de plantas de generación. Adicionalmente, deberá realizar esfuerzos en materia de energías renovables no convencionales a fin de desligar el precio de la electricidad del precio de los hidrocarburos.

Finalmente, pasando al diesel, la refinería ENAP (Empresa Nacional del Petróleo) deberá realizar esfuerzos de expansión de capacidad para así poder suministrar por lo menos el 50% del mercado y reducir las importaciones, los costos de los combustibles y consecuentemente del transporte.

A modo de resumen, se presenta en la figura 1.X la situación energética de Argentina, Brasil y Chile y los principales desafíos que se presentarán para los distintos sectores y fuentes energéticas.

Fuente energética	 Argentina	 Brasil	 Chile
Gas	<ul style="list-style-type: none"> Falta de actividad de exploración resultó en caída de las reservas. Técnicas secundarias o importaciones serán más costosas que el gas local Necesidad de expandir el sistema de distribución y transporte 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de asegurar el abastecimiento de gas a futuro (Bolivia o Argentina). Necesidad de ampliar y expandir la red de transporte y distribución (inversiones entre 20 y 27 mil millones de dólares) 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de asegurar el abastecimiento de gas a futuro (Argentina o GNL). Importación de GNL implicaría costos mayores para la industria y para la generación termoeléctrica.
Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de ampliar la capacidad de generación y diversificar la matriz de hidrocarburos y recursos hídricos. La falta de gas resulta en cortes e importación de electricidad 	<ul style="list-style-type: none"> Obligación de diversificar la matriz de generación de recursos hídricos con la incorporación de plantas termoeléctricas. Inminente aumento del costo de la electricidad debido a un mayor costo marginal (gas) 	<ul style="list-style-type: none"> Obligación de diversificar la matriz de generación de recursos hídricos con la incorporación de plantas termoeléctricas y recursos renovables no convencionales como la generación eólica y geotérmica
Combustibles	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de refinación de diesel altamente comprometida siendo necesario el pago de extra-costos por importación 	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de refinación de diesel y producción de etanol muy saturadas. Son necesarias ampliaciones para poder abastecer la demanda futura 	<ul style="list-style-type: none"> ENAP deberá incrementar su capacidad de refinación para hacer frente a la creciente demanda y poder abastecer al 50% del mercado interno
Criticidad	Alta	Media	Media

Fuente: Análisis propio

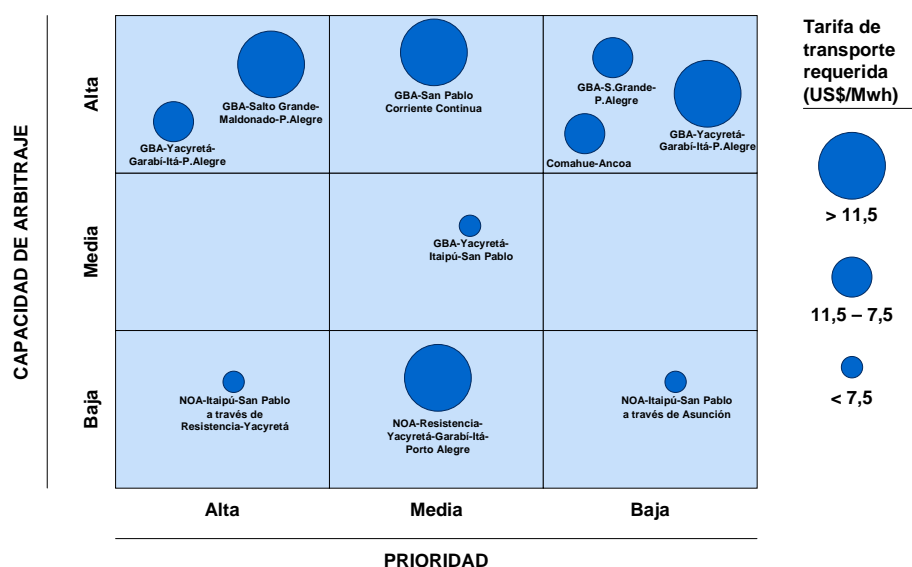
Figura 1.4 – Situación energética de Argentina, Brasil y Chile

POSIBLES INTERCONEXIONES

Los principales y más factibles proyectos de interconexión eléctrica tienen un costo de transmisión que varía entre 4 y 15 US\$/MWh. Estos proyectos deben ser evaluados en tres dimensiones de acuerdo a indicadores de prioridad, capacidad de arbitraje y costo de interconexión.

El índice de prioridad se define mediante la secuencia de construcción, la capacidad de recursos disponibles y la mayor o menor dificultad que presente la traza y recorrido de la transmisión. En un segundo plano se encuentra la capacidad de arbitraje de precios. Se entiende como arbitraje, la posibilidad de comprar energía al Precio A en el sistema A y vender en el sistema B al Precio B.

Se mapearon las alternativas de interconexiones posibles y se las ordenó de acuerdo a estas tres dimensiones, mostrando los resultados en la figura 1.5.



Fuente: BID, Análisis propio

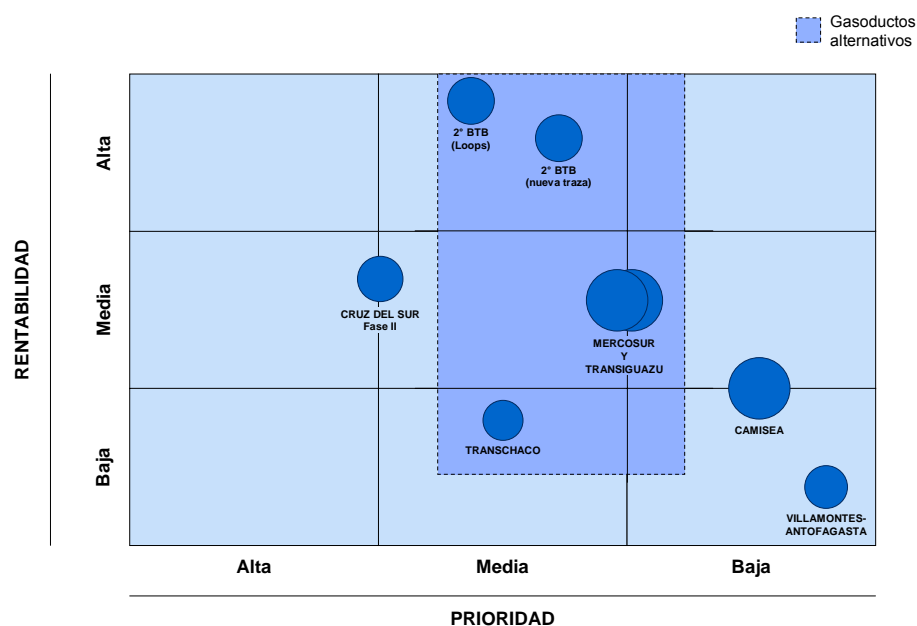
Figura 1.5 – Posibles interconexiones regionales de electricidad

Una similar evaluación preliminar se realizó para los posibles gasoductos proyectados, teniendo en cuenta el nivel de inversión necesario para cada uno de ellos (representado por el tamaño del círculo), la rentabilidad económica y la prioridad de ejecución dependiendo del nivel de avance de los proyectos. Los resultados del análisis de interconexiones de gas se observa en la figura 1.6.

Existe un grupo de gasoductos con un rango de probabilidad de ejecución media y de altos requerimientos de inversión, pero que presentan unos interesantes niveles de retorno y rentabilidad. Entre ellos se encuentran las dos versiones del 2º BTB, el Transguazú y el Transchaco. Estos gasoductos son mutuamente excluyentes, ya que sus trazas se encuentran superpuestas y se orientan al mismo mercado final.

Finalmente, el gasoducto Villamontes – Antofagasta (desde Bolivia hacia Chile) y el proyecto Camisea presentan una probabilidad muy baja de concretización. El primero

de ellos, debido a la necesidad de un crecimiento sostenido del mercado de gas natural en el norte chileno, el cual podría ser soportado incluso por los dos gasoductos existentes actualmente. El proyecto Camisea, en cambio, presenta una situación de alta incerteza. Además, las grandes distancias que separan los yacimientos de los centros de consumo hacen que los precios de gas descontados a boca de pozo (*net back price* estimando los costos de transporte correspondientes) resulten demasiado bajos en comparación con los costos de exploración y producción.



Fuente: BID, Análisis propio

Figura 1.6 – Posibles interconexiones regionales de gas

Para un mayor entendimiento, en la sección de anexos se presenta una representación geográfica de las interconexiones actuales y posibles de electricidad y gas en Sudamérica.

ASPECTOS REGULATORIOS QUE DIFICULTAN LA INTEGRACIÓN

La Declaración Conjunta de los Ministros y Secretarios de Energía del MERCOSUR y Chile, firmada en Buenos Aires en junio del año 2000 constituye un antecedente en materia de integración energética regional. Los objetivos principales de dicha declaración son generar consenso respecto a la complementación de recursos energéticos en la región, optimizar la seguridad de abastecimiento y desarrollar mercados competitivos, no discriminatorios y con prácticas compatibles con los principios de desarrollo sustentable.

Sin embargo, existen actualmente aspectos regulatorios de cada país que dificultan y actúan como una barrera para lograr la integración regional energética. En particular, en el sector de transmisión de electricidad, las principales complicaciones son:

Transmisión

Argentina

Tanto para la exportación como para la importación de electricidad, se requiere de un contrato que demuestre que bajo condiciones normales no existen restricciones para la entrega de la potencia máxima comprometida, el cual es poco eficiente y actúa como barrera a la integración.

La falta de un mercado de oportunidad, o mercado *spot* actúa como condicionante para la integración, debido a la falta de incentivos que genera para la expansión del sistema de transmisión. Adicionalmente, el Plan Federal de Transporte agrega incertidumbres sobre el esquema de ampliaciones y cargos de transmisión.

Finalmente, el concepto de peaje por tránsito no está definido y se establece para cada operación puntual. El peaje por tránsito es aquel cargo cobrado por un país a terceros países por el uso de sus redes para realizar transacciones entre ellos. Al no contar con un mecanismo transparente que marque las políticas a seguir en cada caso, se generan ciertas incomodidades, arduas negociaciones, pérdidas de tiempo, costos, ineficiencias y desmotivación para el comercio

Brasil

La situación en Brasil se caracteriza por una deficiencia en la metodología del cálculo del peaje, la cual introduce distorsiones en potenciales transacciones internacionales. El principal problema es que la tarifa de transmisión nodal no representa adecuadamente los costos de acuerdo a la ubicación.

Adicionalmente, las interconexiones internacionales se asignan a aquellos agentes privados que asuman el costo de las mismas. En la medida que estos derechos no sean rescindidos en forma automática en caso de no ser usados, se introducen importantes ineficiencias al proceso de integración regional.

Bolivia

Entre las principales interferencias a la integración boliviana se puede nombrar que la transmisión internacional no opera de manera abierta y los precios no se ajustan a ninguna de las autoridades regulatorias de los países vinculados

Otros aspectos que generan ineficiencias son que las transacciones de exportación al mercado *spot* se toman como si fuese una demanda correspondiente a un consumidor no regulado y que ante restricciones físicas se le da prioridad al mercado local.

Chile

La negociación de peajes con el agente transmisor y el arbitraje son metodologías poco transparentes que introducen un costo e ineficiencias a las transacciones internacionales. Además, no existe un reglamento acerca del uso del sistema de transmisión existente.

Mercado Eléctrico Mayorista

Pasando al sector de mercado mayorista, también se encuentra en cada país una serie de factores que no promueven la integración regional e inclusive en algunos casos, representan una barrera.

Argentina

Cuando se importa energía, la misma es remunerada en el nodo frontera bajo la metodología *pay as bid*, es decir que el generador recibe exactamente el valor que él ha ofertado. Esta práctica crea un tratamiento discriminatorio respecto a las transacciones realizadas localmente.

Adicionalmente, las ofertas de importación deben ser realizadas una semana antes a que los generadores térmicos del Mercado Eléctrico Mayorista realicen su declaración de costo variable de producción. Esto ocasiona normalmente que transacciones que ocurrirían en plazos más cortos no puedan realizarse, perdiéndose así dinamismo en el sector y volumen de negocio.

La metodología utilizada para pasar del precio mayorista al precio final a los consumidores desmotiva a los distribuidores a firmar contratos de largo plazo, ya que el *pass through* admitido es solo del precio estacional.

Servicios complementarios, tales como el alivio de carga, regulación de frecuencia, y aspectos similares no están contemplados dentro de los documentos que regulan las operaciones y la administración del mercado mayorista.

Brasil

Uno de los principales factores que dificulta la integración eléctrica de Brasil es que los contratos de demanda a consumidores finales deben asegurar, como mínimo, un suministro del 85%. Debido a esta reglamentación, es muy difícil realizar contratos asociados a nueva generación.

El Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT) creado en el año 2000 se enfocó en la expansión de la capacidad de generación en aproximadamente 12.000 MW y las inversiones fueron realizadas por Petrobrás. Este programa actúa hoy en día como una barrera a la integración, ya que el precio del gas es fijado mediante un subsidio entre el gas local y el importado, mientras que el gas proveniente de interconexiones es remunerado a precio de mercado quedando en una posición de desventaja.

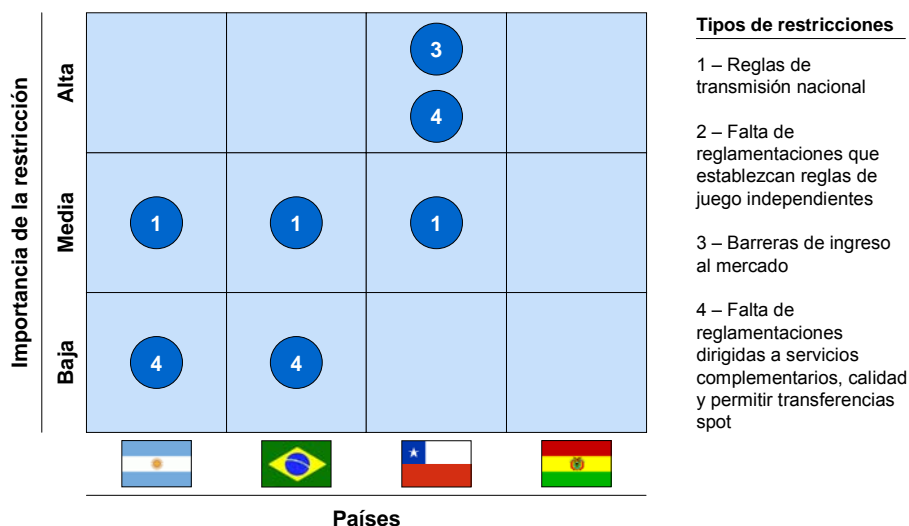
Finalmente, no existen definiciones claras acerca de cómo se deben autorizar transacciones en el mercado spot para vender energía a Argentina.

Chile

La falta de una regulación a las exportaciones e importaciones, sumadas a las diversas interpretaciones acerca de la metodología de pago del transporte, dificulta la concreción de interconexiones, creando barreras para el comercio internacional.

El régimen de transacciones no contempla los servicios complementarios, los cuales agregarían valor a las interconexiones argentinas-chilenas.

En la figura 1.7 se puede observar el resumen de las restricciones a la integración regional energética por país que afectan tanto al sector de transmisión como al sector de generación y mercado mayorista.



Fuente: BID, Análisis propio

Figura 1.7 – Restricciones a la integración eléctrica

Gas Natural

Haciendo un análisis similar al del mercado eléctrico para el sector de gas natural, se identifican ciertas características propias de cada país que en su sumatoria, dificultan las interconexiones e integración gasífera de la región.

Argentina

Una de las principales características del sector de gas natural de Argentina es que las importaciones son libres en cuanto a aspectos legales, mientras que las exportaciones se encuentran sujetas a mecanismos de autorización y verificación de condiciones.

Al no existir un mercado *spot* ni un mercado secundario, la flexibilidad y liquidez del sector se ve muy afectada. Esta característica no solo afecta al mercado local, sino que influye también sobre las dinámicas de transacciones internacionales. Respecto a las operaciones del tipo *swap* que suelen dar fluidez y eficiencia al mercado, resultan excesivamente onerosas.

Brasil

El sector de gas de Brasil, tanto el mercado de importaciones como la producción local, esta controlado prácticamente en su totalidad por la estatal Petrobras. Esta situación crea barreras al comercio internacional, ya que su posición monopólica le impide el acceso a nuevos competidores y dificulta la competencia.

El gas suministrado a las nuevas centrales emergenciales es negociado con fuerte intervención del estado. Esta intervención se traduce en incertidumbre y riesgo para los actores de la cadena de valor. El precio del gas se calcula como el promedio entre la

producción local y el gas importado de Bolivia. Si bien a este mecanismo no se lo puede considerar como un subsidio, está claro que el precio no se aproxima al costo marginal, como sí debería ocurrir en una situación de competencia perfecta. Esta diferencia entre el costo marginal y el precio regulado reduce la competitividad del gas o energía eléctrica importada.

Bolivia

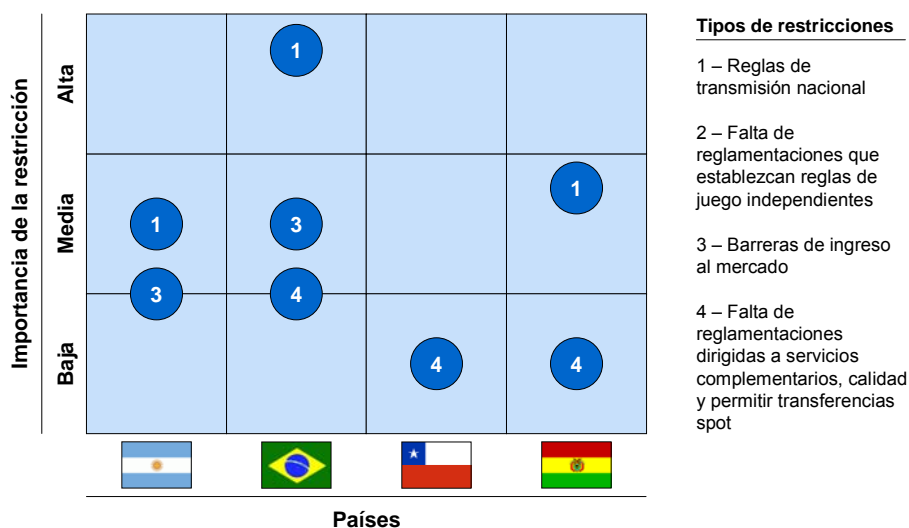
Bolivia es el principal abastecedor de gas natural de la región y sus exportaciones se encuentran libres de cualquier limitación. Sin embargo, existen acuerdos que dan prioridad al gas proveniente de Petrobras y Repsol, poniendo en una situación de desventaja al resto de los yacimientos.

Respecto al sector de transporte, este está controlado por una única empresa, quien arbitra los precios de transporte para el consumo doméstico y para la exportación sin un criterio establecido y proporcionado.

Chile

Las únicas regulaciones que afectan al sector de gas en Chile, son los acuerdos complementarios firmados con la República Argentina. Este sector tiene pocas barreras regulatorias a la integración, siendo su único problema el bajo nivel de desarrollo y de competitividad, reduciendo la flexibilidad y afectando la eficiencia del sector como un todo. Respecto a la infraestructura, esta resulta escasa para lograr una completa integración y alcanzar un efectivo mercado único.

En la figura 1.8 se esquematizan las restricciones existentes a la integración regional gasífera por país.



Fuente: BID, Análisis propio

Figura 1.8 – Restricciones a la integración gasífera

REQUISITOS PARA UNA INTEGRACIÓN MÁS EFICIENTE

Al analizar casos de éxito internacional respecto a integración energética, se observa que para lograr un fuerte grado de integración e intercambio no es necesario un completo alineamiento entre países, pero sí de ciertas condiciones mínimas y regulaciones comunes.

Entre estos requisitos, se encuentra la necesidad de adoptar un modelo de compra-venta de energía basado en aspectos económicos de mínimo costo y máximo beneficio con reglas transparentes y no discriminatorias.

Respecto a los subsidios a la generación convencional o al precio de la energía, sean estos directos o indirectos, deben ser eliminados. Sólo debería utilizarse el recurso de subsidios para fomentar el desarrollo de una nueva industria o tecnología, como por ejemplo la generación de energías “limpias” como son la eólica o fotovoltaica.

Las tarifas de transmisión eléctrica deben representar los costos y la metodología de expansión en cada país, considerando la generación y la demanda de países vecinos como propia. Adicionalmente, deben reconocerse los servicios o productos requeridos como servicios complementarios, calidad, capacidad a disposición para emergencias o condiciones extremas (año seco, pico, etc.)

Las operaciones internacionales deben estar abiertas tanto para empresas públicas como para privadas y se deben permitir contratos de exportación-importación de energía dentro de un marco transparente y no discriminatorio de reglas para el uso y pago de la red. Es fundamental asegurar el cumplimiento de los contratos, aún en condiciones de desabastecimiento energético en el país exportador.

Tanto la exportación como la importación de energía deben considerarse como una demanda o una generación respectivamente conectadas en la interconexión internacional. De esta manera, se logra crear un mercado nacional de fronteras abiertas.

CAMBIOS REGULATORIOS EN LA REGIÓN

Enfocándose en los cambios regulatorios requeridos particularmente en el MERCOSUR, se identifican dos categorías de modificaciones. Las primeras son aquellas que tienen como principal objetivo eliminar ineficiencias propias de cada país considerando la oferta/demanda de un tercer país como tal. Dentro de la segunda categoría se encuentran las políticas que se centran en reducir barreras al intercambio regional a las transacciones de servicios complementarios y a las operaciones al corto plazo.

El primer grupo de acciones tiene un carácter unilateral y no permite alcanzar los verdaderos beneficios de un mercado regional aprovechando las complementariedades entre países. Al cada país tener sus propias regulaciones respecto a transacciones internacionales se introducen restricciones debido a que las operaciones deben adaptarse a dos modelos de mercado varias veces opuestos. La única alternativa para derribar estas barreras es mediante la creación de un mercado regional que actúe sobre una base común y que genere un compromiso de largo plazo.

Respecto al mercado eléctrico, para poder evolucionar de un mercado de intercambio a un mercado integrado es necesaria una serie de regulaciones comunes que tengan como objetivos:

- Establecer políticas que consideren la demanda de otro país con los mismos derechos que la propia.
- Establecer un organismo cuyo objetivo sea el de operar y administrar los intercambios a través de la coordinación del uso del sistema de transmisión internacional, estableciendo criterios de seguridad operativa, administrando contratos bilaterales y administrando la congestión interna de tal forma de maximizar y eficientizar el número de transacciones posibles.
- Optimizar las regulaciones sobre el transporte regional de forma tal que las interconexiones internacionales no estén basadas en derechos físicos, que las señales tarifarias del transporte nacional sean más eficientes, que las transacciones de compra/venta de energía en el mercado de corto plazo se encuentren organizadas y el precio sea pactado libremente entre las partes y que se establezca un intercambio de servicios complementarios.

Pasando al sector gasífero, será necesario realizar las siguientes modificaciones regulatorias a fin de lograr un mercado regional integrado:

- Evitar posiciones dominantes a lo largo de la cadena de suministros mitigando posiciones monopólicas, especialmente en el sector productor y de transporte
- Eliminar las asimetrías entre esquemas regulatorios de los distintos países, homogeneizando los marcos existentes e implementando nuevas regulaciones en los países que aún no lo hayan desarrollado
- Disminuir la falta de información pública acerca de transacciones comerciales realizadas entre actores de la región, promoviendo transparencia en los contratos de servicios y las operaciones comerciales
- Crear y desarrollar mercados secundarios y mercados spot para la venta de gas, mejorar los mecanismos de *swaps* y promover transacciones *over the counter* para negociar productos alternativos

Cambios regulatorios en Argentina

Bajo un escenario base se cree que es posible duplicar el intercambio actual con Brasil e incentivar las interconexiones con Chile. Para lograr este objetivo y capturar los beneficios de la integración, se deben realizar modificaciones tanto en el sector eléctrico como en el de gas.

Particularmente en el sector eléctrico, se deben modificar las regulaciones existentes para adaptarlas a las nuevas dinámicas de demanda e intercambio. Para esto se debe modificar el sistema de expansión de capacidad, estableciendo un proceso organizado de planificación, definiendo la participación de los distintos agentes y analizando las obras requeridas para el beneficio tanto nacional como regional.

Adicionalmente, se deberán modificar los derechos de aquellos agentes que asuman el costo de una nueva interconexión, migrando de derechos físicos a derechos financieros, manteniendo el derecho físico únicamente en casos de congestión o igualdad de ofertas.

El pago de cargos por transacciones de oportunidad o *spot* deben ser evitados y las tarifas nodales para este tipo de intercambios debería calcularse como un balance entre eficiencia (costo cero) y un costo equivalente al uso permanente considerando sólo los costos variables de operación y mantenimiento.

El Mercado Mayorista también deberá sufrir modificaciones, entre las cuales se propone que la energía importada a través de transacciones *spot* en condiciones de emergencia sea remunerada al precio del mercado.

Además, se deberán fomentar las transacciones bilaterales de corto plazo, permitiendo que la duración de estos contratos sea establecida por las distintas partes. Las ofertas de importación y exportación deben poder ser realizadas diariamente.

Se debe establecer una política de largo plazo respecto a al reconocimiento de la potencia, ya que ésta define gran parte de los acuerdos. Adicionalmente, se deben establecer sistemas para la transacción de servicios complementarios entre países tales como alivio de carga, regulación de frecuencia o calidad, estableciendo una prioridad asociada a cada uno de estos servicios.

Al introducirse un mayor intercambio entre Argentina y Brasil, será necesaria la creación de una metodología que permita el traspaso del precio mayorista a los consumidores cubriendo a los generadores y consumidores de posibles incrementos en la volatilidad de los precios.

Particularmente, en el mercado de gas, se deberá fomentar la creación de mercados de corto plazo en Buenos Aires y la transparencia de información en los contratos de provisión de gas y de transporte firme e ininterrumpible.

Otra propuesta de modificación de este sector se refiere a la obligación de vender excedentes a través de mercados *spot* organizados y la creación de un mercado secundario transparente de capacidad de transporte.

Finalmente será imprescindible permitir que los consumidores puedan comprar gas en cualquier punto de la red de transporte de manera eficiente, objetivo que se puede lograr a través de una mejora en los mecanismos de *swaps*.

Cambios regulatorios en Brasil

La mayoría de los cambios regulatorios necesarios en Brasil son iguales o de similares características a los de Argentina.

Dentro del sector eléctrico, se identifica la necesidad de modificar la regulación respecto al sistema de transmisión, siendo necesario considerar las obras requeridas para la integración y modificar los derechos de aquellos que asuman los costos de nuevas interconexiones pasando de derechos físicos a derechos financieros.

También se deberá modificar el sistema tarifario definiendo tarifas nodales por uso de la oportunidad y estableciendo una evaluación de los cargos que corresponderían al uso esperado por las transacciones tipo “spot” y asignársela a la demanda del sistema.

Respecto a la regulación del Mercado Mayorista, al igual que se propone para Argentina, deberá permitirse la oferta diaria tanto de importación como de exportación de energía, se deberán establecer políticas a largo plazo respecto a la potencia reconociendo la evolución del mercado brasileño asociado al sistema regional y se necesitará determinar los procedimientos para estructurar las transacciones de servicios complementarios con otros países.

Adicionalmente será necesario establecer una metodología de traspaso de tarifas y de precios a través de políticas de largo plazo que no diferencien la producción local de la producción de un tercer país y se deberán fomentar los mercados secundarios de productos financieros, *derivatives* y *forwards*.

Particularmente en el sector de gas, será necesario establecer un marco regulatorio que contemple a toda la cadena de valor del sector gasífero y una política que permita la creación de un mercado competitivo de suministro de gas.

La capacidad no utilizada por contratos en firme deberá ser obligatoriamente comercializada lo que obliga a la creación de un mercado secundario de capacidad de transporte.

Finalmente será de suma importancia la implementación de mecanismos tipo *swap* que permita a los consumidores realizar contratos con productores externos de gas independientemente de su localización geográfica.

Cambios regulatorios en Chile

Chile, caracterizada principalmente por la falta de transparencia en el mercado de transmisión, el bajo grado de desarrollo de una legislación y la inestabilidad en el mercado, necesita de modificaciones tanto en el sector eléctrico como en el de gas para poder incrementar las interconexiones con países vecinos y participar de un mercado regional integrado.

La necesidad de negociar peajes con los agentes transmisores es una metodología que no es lo suficientemente transparente y dificulta la realización de interconexiones debido a la existencia de un riesgo adicional en el pago de peajes.

Es necesario que se establezcan reglamentos claros acerca de los niveles de utilización del sistema actual y que se autorice la utilización máxima del sistema en condiciones de emergencia utilizando equipos de control que aseguren la estabilidad del mismo.

Una de las modificaciones más importantes que debe encarar Chile, corresponde a la modificación y desarrollo de una legislación que tenga como objetivo optimizar el sector de transmisión y el del Mercado Mayorista.

Particularmente en el sector de transmisión, es fundamental que los peajes se encuentren claramente definidos y que sean de acceso público y que no estén asociados a una negociación entre servidores y usuarios. De esta manera, se lograría reducir tanto la falta de transparencia como los riesgos de las interconexiones. Adicionalmente, es importante que las tarifas nodales estén definidas en base a los costos variables de la transacción, los costos de operación y los de mantenimiento.

Respecto al Mercado Mayorista, es imprescindible establecer una legislación y reglas claras respecto a la exportación e importación de energía. Para que existan intercambios es muy importante contar con la participación de comercializadores, por lo que es imprescindible fomentar la creación de estos actores.

En lo que a tarifas y oferta se refiere, será necesario remunerar la energía spot importada en una frontera al precio de mercado y permitir que las ofertas tanto de exportación como de importación puedan ser realizadas diariamente.

Como última medida o modificación del mercado eléctrico se puede incluir la necesidad de definir una política a largo plazo en función de la potencia reconociendo la evolución del mercado argentino asociado al sistema local y el establecimiento de procedimientos para la transacción de servicios complementarios.

Pasando al sector gasífero, al ser Chile un país netamente importador no requiere de modificaciones importantes en lo que a este sector se refiere. Principalmente es necesario establecer una mayor transparencia en los contratos de compra de gas de Argentina y promover la creación de *brokers* y *traders* con el objetivo de generar una mayor competencia en el mercado.

Organización Regional para el Intercambio

La Declaración Conjunta de los Ministros y Secretarios de Energía del MERCOSUR y Chile, firmada en el año 2000 sentó las bases para el desarrollo de mercados mayoristas regionales abiertos y competitivos.

Sin embargo, es muy difícil que se logre capturar la máxima eficiencia regional si cada país actúa independientemente. Para poder evolucionar en el camino hacia una verdadera y eficiente integración regional sería de gran utilidad la creación de una Organización Regional.

Esta organización tendría entre sus objetivos afirmar políticas sectoriales para considerar la demanda de otro país con los mismos derechos que la propia, establecer mecanismos para eliminar restricciones al despacho de corto plazo, permitir el intercambio de servicios complementarios entre países, mitigar posiciones monopólicas en el sector eléctrico y gasífero y facilitar la creación de mercados secundarios de reventa de capacidad y mercados spot y secundarios de venta de gas.

Se propone que la Organización Regional debería enfocarse sus actividades en cuatro temas claves para la integración:

1) Creación de un Mercado Regional

a) Se debe crear un mercado de transacciones bilaterales a corto plazo y desarrollar el existente a largo plazo. Para poder participar en estos mercados, los agentes deben estar autorizados y deben ser los mismos que puedan operar en los mercados locales de cada país.

b) El organismo regional deberá ser el encargado de administrar todos los temas respecto congestión en el caso de que las transacciones arregladas superen los límites de las interconexiones internacionales.

c) Se deberá establecer que los agentes que asuman las inversiones de una interconexión internacional recibirán a cambio derechos financieros y no físicos. Estos derechos serán físicos únicamente cuando exista un “empate” entre valores ofertados por las partes.

2) Organización y administración regional

La Organización Regional deberá responsabilizarse por la administración del mercado de transacciones entre países. Asimismo será quien arbitre el uso de capacidad disponible en cada interconexión. Idealmente, la Organización debería trabajar conjuntamente y de forma coordinada con los operadores y administradores de cada país en particular

3) Modificación de regulaciones en los países

Una actividad fundamental y muy relevante será la de trabajar en conjunto con los países de manera tal de alinear las modificaciones a efectuarse en las regulaciones de cada uno de ellos. Se propone que la Organización Regional asuma un papel de intermediario para lograr la creación un sistema de expansión y tarificación del transporte sin ineficiencias o inequidades, que se cree una política de expansión previendo el uso de las redes de transmisión de un país por agentes de otros países y eliminando cualquier barrera regulatoria que se pueda presentar en el transcurso de modificación de legislaciones.

4) Regulación Regional

Finalmente, la cuarta actividad en la cual deberá basar su funcionamiento la Organización Regional se refiere a la creación de un Regulador Regional. Este regulador, deberá actuar de manera independiente y será responsable por mantener actualizadas las legislaciones y reglas del mercado regional y será su función resolver cualquier disputa que pueda surgir entre las partes involucradas y auditar el funcionamiento de la integración.

BENEFICIOS E IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN

De lograrse un incremento en las interconexiones y obtener un mercado regional integrado, se obtendrán beneficios que se traducirán principalmente en una mayor eficiencia económica del sistema y una mayor seguridad de abastecimiento.

Los beneficios, pueden ser caracterizados según su naturaleza en cuantitativos y cualitativos. Entre los primeros se puede mencionar el efecto directo sobre los precios. El uso de combustibles no renovables disminuirá debido a un mejor despacho de la generación y un mayor uso del agua almacenada en las centrales hidroeléctricas, principalmente en Brasil. Entre los segundos, todos los beneficios apuntan a la mejora de “calidad del sistema”, como por ejemplo una mayor competencia entre agentes, mayor volumen de despacho, mayor seguridad de abastecimiento y una mayor estabilidad regulatoria. Adicionalmente, la existencia de intercambios regionales permitirá la utilización de infraestructura ociosa como por ejemplo las centrales térmicas o hidroeléctricas.

En base al estado actual de los marcos regulatorios de los países del MERCOSUR se cree que se pueden alcanzar intercambios entre Argentina y Brasil por 5000 MW, entre Chile y Argentina por 500 MW y entre Brasil y Uruguay por 500 MW. De acuerdo a casos internacionales de integración y a las posibilidades de los países de la región, se cree que los niveles posibles de intercambio podrían como mínimo duplicarse. En la figura 1.9 se observa el intercambio posible de alcanzar bajo el escenario actual y los valores de intercambio meta que se podrían lograr bajo un mercado regional integrado.

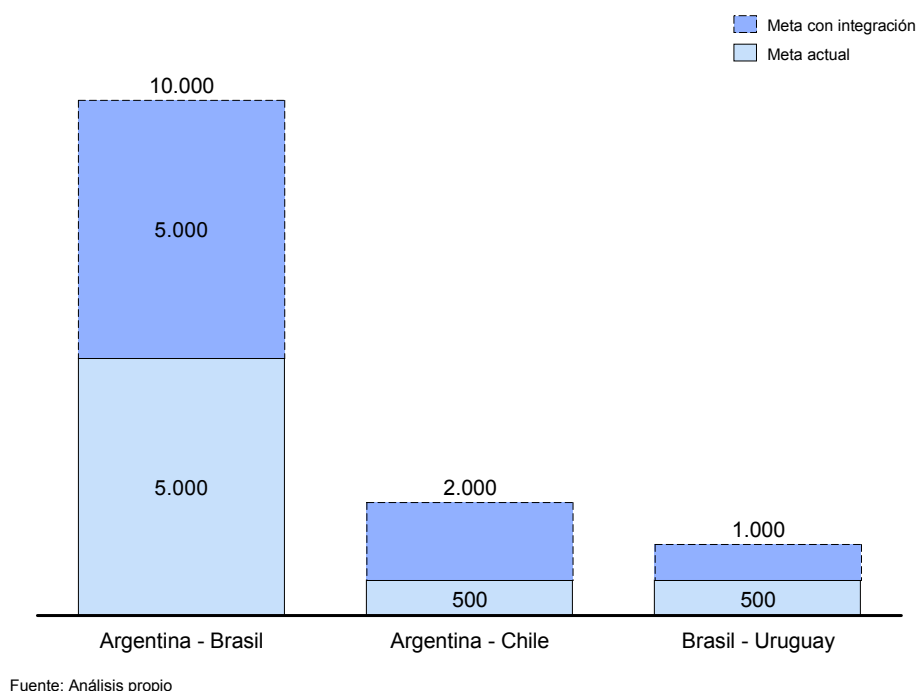


Figura 1.9 – Metas de intercambio energético según escenario

Al existir una integración regional, se logrará una reducción en los costos de despacho de energía, principalmente debido a un mejor uso de los recursos de generación y transmisión. Este hecho se dará ya que el uso del gas natural y combustibles líquidos no

renovables será reemplazado a través de mejores usos de recursos energéticos renovables (por ejemplo agua almacenada en las cuencas hídricas).

Esta optimización de los embalses generará un menor costo de abastecimiento y una mayor calidad del servicio en la medida que exista mayor diversidad hidrológica y una creciente demanda a atender. Estadísticamente las cuencas de Argentina y Chile son independientes a las de Brasil, por lo que la interconexión aumentará la diversidad hidrológica.

Países con alta participación de generación térmica como Argentina y Chile permitirán el mejor uso de las cuencas brasileras, pudiendo este último aprovechar los excedentes térmicos como respaldo para años hidrológicamente secos.

Adicionalmente, otro factor que disminuirá el costo medio de la energía abastecida será la reducción de costos de inversión y de operación y mantenimiento. Se espera que estos costos disminuyan debido a las economías de escala que se obtendrán al ser los proyectos de nivel regional.

Pasando a efectos cualitativos, la mencionada reducción de consumo de combustibles fósiles no renovables afectará positivamente al medio ambiente.

Respecto a la situación de los mercados, una mayor competitividad impedirá la existencia de posiciones monopólicas y fomentará la eficiencia del sistema como un todo. Al existir una mayor y más interconectada red se mejora la seguridad de abastecimiento y se disminuye el riesgo de no suministro.

La integración mejorará la calidad de vida de zonas radiales a las interconexiones, permitiendo a regiones aisladas acceder a las redes de transmisión. Estas situaciones ocurrirán principalmente en el noreste argentino y en la frontera de Brasil, donde será posible incrementar la calidad de servicio y seguridad de abastecimiento al incrementarse la cantidad de líneas que llegaran a dichas zonas.

Finalmente, el último beneficio cualitativo se refiere a una mayor estabilidad regulatoria debido a la dificultad de realizar cambios arbitrarios unilaterales sin afectar las relaciones comerciales entre países.

El impacto sobre los precios y el servicio

Realizando a un análisis más detallado acerca del impacto de la integración regional sobre aspectos cuantitativos se encuentra que las principales modificaciones afectan a los precios medios de los países exportadores e importadores tanto en el corto como en el largo plazo, la volatilidad de los precios y la calidad de servicio.

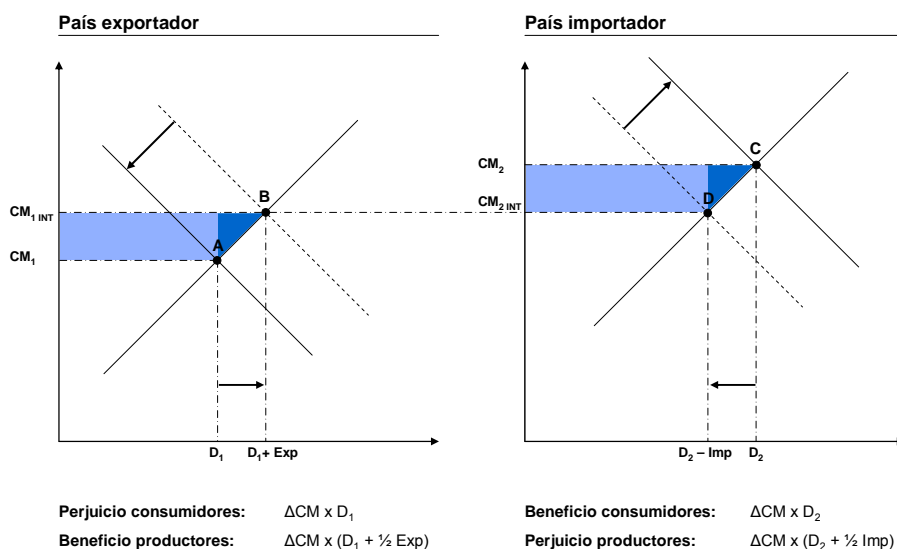
El impacto sobre los precios medios se lo puede realizar desde una visión a corto plazo o a largo plazo y en ambos casos con un carácter macroeconómico. Esto significa que se analizaran los efectos sobre cada uno de los agentes participantes. Los consumidores se verán entonces beneficiados o perjudicados por una variación en los precios de la energía demandada y los productores verán modificado su ingreso por venta de energía.

Efectos en el corto plazo

Para determinar los efectos a corto plazo, se realizaron una serie de supuestos a fin de obtener resultados más simplificados pero que no distorsionen el significado del mismo. Se asume que en el corto plazo ambos países no modificarán su equipamiento por lo que los costos marginales de ambos permanecerán constantes. Tanto para el sistema importador como para el exportador se consideraron variaciones lineales tanto en la

oferta como en la demanda y se asumió que la demanda de energía presenta un comportamiento inelástico respecto al precio (válido en un ámbito simplificado con pequeños intercambios).

En la figura 1.10 se puede observar el efecto que produce en el país exportador e importador el intercambio de energía en el corto plazo.



Fuente: Análisis propio

Figura 1.10 – Impacto del intercambio energético sobre consumidores y productores

Para un mejor entendimiento de los efectos de la integración conviene comenzar el análisis por el país importador.

En este país el precio de compra inicial de la energía se correspondía con el costo marginal a largo plazo (CM_2). Al producirse el intercambio, el nuevo precio de venta es menor al original ($CM_{2\ INT}$), por lo que los consumidores se ven beneficiados. Este beneficio se puede cuantificar a través de la variación de precio de la energía multiplicado por la demanda local.

Si se realiza el mismo análisis desde el punto de vista de los productores, estos se verán perjudicados ya que originalmente vendían la cantidad D_2 a un precio CM_2 . Con la nueva dinámica de intercambio y el nuevo precio de venta de energía ($CM_{2\ INT}$) los productores reducirán su oferta. Por lo tanto, estos venderán una menor cantidad de energía a un menor precio y verán disminuidos sus ingresos.

Pasando al país exportador, se puede observar una situación inversa en la cual los perjudicados son los consumidores y los beneficiados son los productores.

Los consumidores, originalmente accedían a la energía a un precio CM_1 . Al producirse el intercambio y los productores poder comercializar la energía a un mayor valor, el precio interno automáticamente se incrementa. Bajo este nuevo escenario, los consumidores deberán pagar un valor adicional correspondiente al aumento de precio de la energía multiplicado por la cantidad demandada.

Contrariamente a los consumidores, los productores decidirán aumentar su oferta al poder colocar la producción a un mayor valor. De esta manera los productores percibirán un aumento en los ingresos debido a un mayor volumen de venta remunerado a un mayor valor.

Al realizar el análisis a nivel país y a nivel región es sumamente interesante observar que estas variaciones no se corresponden con una dinámica de suma cero y tampoco introduce ineficiencias, sino que por el contrario el sistema como un todo se ve beneficiado. En el país importador, el beneficio de los consumidores es mayor al perjuicio de los productores y en el país exportador el beneficio de los productores es mayor a la pérdida de los consumidores. Por lo tanto se puede concluir que tanto el país exportador como el país importador se verán beneficiados de la integración y la región como un todo será más eficiente (figura 1.11)

País	Generadores	Consumidores	Beneficio país
Importador	$-(CM_2 - CM_{2_INT}) \cdot (D_2 - \frac{1}{2}Imp)$	$+(CM_2 - CM_{2_INT}) \cdot D_2$	$+(CM_2 - CM_{2_INT}) \cdot \frac{1}{2}Imp$ ✓
Exportador	$+(CM_{1_INT} - CM_1) \cdot (D_1 - \frac{1}{2}Exp)$	$-(CM_{1_INT} - CM_1) \cdot D_1$	$+(CM_{1_INT} - CM_1) \cdot \frac{1}{2}Exp$ ✓

Fuente: Análisis propio

Figura 1.11 – Beneficios y pérdidas de los jugadores según país exportador o importador

Analizando los efectos a corto plazo en el ámbito de un intercambio entre Argentina y Brasil, se estima que de acuerdo a las demandas de ambos países y las posibles interconexiones, se podría producir un intercambio de 2.000 MW generándose un incremento en los precios de 2 mill/Mwh. De acuerdo a esta situación y utilizando las ecuaciones indicadas anteriormente, la realización de interconexiones permitiría un beneficio aproximado de 22.000.000 de dólares por año.

Efectos en el largo plazo

Realizando un análisis de los efectos en el largo plazo que se generarían debido a una integración regional energética se observa que cada país se ve afectado de una manera particular dependiendo de sus condiciones de recursos energéticos, infraestructura e intercambios ya existentes con países de la región.

Comenzando por Argentina es posible citar la posibilidad de utilizar capacidad térmica que no sea requerida como respaldo de la energía hidráulica en Brasil y Chile. Este intercambio se estima que en el largo plazo podría alcanzar los 750 a 1000 MW anuales aportando beneficios adicionales a los existentes actualmente.

En Argentina, el costo marginal de largo plazo se encuentra definido por las centrales térmicas de base (centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural como combustible). En el largo plazo se espera que estas centrales disminuyan su factor de despacho, ubicándose este entre 60% y 70% y logrando una reducción del precio medio de la energía entorno a los 0,5 a 1,0 US\$/MWh. Siendo el consumo energético actual de Argentina cercano a los 100.000 GWh, la caída en los precios de la energía se traduciría en un ahorro mínimo para los consumidores que alcanzaría los 50.000.000 de dólares al año.

Otro beneficio que existiría a partir de una integración energética sería una reducción en las reservas productivas necesarias. Actualmente es necesario disponer de aproximadamente 3000 MW térmicos adicionales para hacer frente a los potenciales requerimientos que demandaría un año hidrológicamente seco. Este nivel de reserva podría reducirse a la mitad si se interconectan los sistemas argentinos y brasileros ya que se estima con una muy baja probabilidad de ocurrencia un año hidrológicamente seco en ambos países. Lograr una reducción de capacidad de reserva implicaría un ahorro en inversiones de entre 10 y 15 millones de dólares anuales. Adicionalmente, el sistema se vería afectado por un ahorro en reservas por contingencias o emergencias debido al apoyo mutuo que existiría entre ambos sistemas.

Finalmente se puede nombrar el beneficio que se obtendría respecto a la estabilización del sistema y a la reducción de cortes principalmente debido a una mayor oferta de abastecimiento y capacidad de respuesta. Si bien es muy difícil cuantificar estos beneficios, sin duda serán muy valorados tanto por los consumidores domésticos, comerciales e industriales.

Pasando a analizar los beneficios que afectarían a Brasil, se encuentra que los aspectos más relevantes que favorecerán al país vecino es la capacidad de venta secundaria a la Argentina y la reducción en su costo medio de la energía debido a un mayor acceso al gas.

Dada la importancia de la energía hidroeléctrica en Brasil y sus características de diseño respecto a seguridad de suministro, las represas tienen excedentes hidráulicos durante aproximadamente el 25% del tiempo. Estos excedentes se traducen en la necesidad de vertimientos, pudiendo ser aprovechados por el sistema Argentino. De realizarse los intercambios, Argentina sustituiría el despacho de las centrales térmicas menos eficientes y Brasil incrementaría la eficiencia de las centrales hidroeléctricas evitando vertimientos y maximizaría sus ingresos.

Respecto al mercado de gas, Brasil podrá acceder a importaciones provenientes de Argentina o de Bolivia y tendrá la posibilidad de construir centrales térmicas. Estas nuevas centrales le permitirán a Brasil fijar el precio de la energía a largo plazo a un valor cercano a los 36 dólares por MWh. Este valor actuaría como un techo para el precio de la energía y generaría el desincentivo a la realización de proyectos hidráulicos con costos de inversión, operación y mantenimiento mayores al indicado anteriormente.




Finalmente, al estudiar los beneficios a los cuales accedería Chile por participar de un mercado regional energético se puede señalar la utilización de capacidad térmica hoy no requerida, el uso de generación Argentina para un año seco en Chile y el ahorro en costos de transporte de gas.

Actualmente Chile cuenta con aproximadamente 300 MW de capacidad térmica que no es requerida. Esta capacidad podría ser utilizada y comercializada con Argentina en aquellos períodos en los cuales los recursos hídricos escaseen. También será posible utilizar bajo este escenario la capacidad hídrica excedente (si existiera un año hidrológicamente abundante) y evitar vertimientos del lago Laja.

Al inverso, Chile reduciría su riesgo frente a un año hidrológicamente seco debido a la disposición de energía térmica Argentina. No solo accedería a energía más económica por no utilizar plantas térmicas con combustibles alternativos o requiriendo la importación de gas, sino que accedería a los ahorros relacionados a inversiones en capacidad de reserva.

Como último beneficio se puede nombrar la estabilización del sistema eléctrico, la reducción de cortes debido a la mayor oferta y capacidad de reserva del conjunto y la mayor calidad del sistema energético.

A continuación en la figura 1.12 se muestra un resumen de los beneficios a largo plazo a los cuales accedería cada país en el caso de lograrse una completa integración energética.

 Argentina	 Brasil	 Chile
<ul style="list-style-type: none"> • Utilización de capacidad térmica como respaldo de la energía hidráulica en Brasil y Chile • Reducción del costo marginal de largo plazo por incremento de eficiencia • Reducción de capacidad de reserva por uso de energía firme de Brasil en años secos • Disminución de riesgo frente a un eventual año hidrológicamente seco por contar como soporte al sistema Chileno y brasilero • Diversificación de la matriz energética y menor dependencia de recursos fósiles • Estabilización del sistema • Reducción de cortes 	<ul style="list-style-type: none"> • Ingresos por venta de energía secundaria (hidráulica) a Argentina y reducción de los niveles de vertimiento • Acceso a la importación de gas desde Argentina y Bolivia • Construcción de plantas térmicas y reducción del costo medio de la energía • Diversificación de la matriz energética y menor dependencia de recursos hídricos • Estabilización del sistema • Reducción de cortes 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilización de capacidad térmica excedente como respaldo de un eventual año seco en Argentina • Reducción de vertimientos del Lago Iaja • Ahorro en la importación de gas • Disminución de riesgo frente a un año hidrológicamente seco debido a la disposición de energía térmica Argentina • Estabilización del sistema • Reducción de cortes

Fuente: BID, Análisis propio

Figura 1.12 – Beneficios a largo plazo por país

Incremento en la volatilidad de los precios

Un análisis aparte se merece el efecto de la volatilidad sobre los precios del mercado. El costo marginal del sector eléctrico es una función que depende de los costos de producción. A su vez, los costos de producción constituyen una variable estocástica y su distribución depende de múltiples factores como por ejemplo las series hidrológicas, la disponibilidad de equipamiento de generación y transmisión, la disponibilidad y precio de los combustibles, el nivel de la demanda y hasta la temperatura.

En las actividades respecto a compra y venta de energía, la volatilidad es un aspecto muy importante ya que introduce un gran nivel de riesgo. Si bien existen herramientas financieras para cubrirse de los efectos de la volatilidad, las mismas no se encuentran lo suficientemente desarrolladas para los mercados energéticos. Además, las regulaciones existentes limitan en gran medida las posibilidades de cobertura ya que de ser así se generaría un incremento en el precio marginal de largo plazo y en consecuencia el precio spot asociado.

Al interconectarse dos mercados se produce indefectiblemente una transferencia de volatilidad. Esta se incrementa en el país más estable y disminuye en el país más volátil.

Particularmente si se analizan Argentina, Brasil y Chile se observa que de los tres países Brasil es por lejos el país más volátil respecto a sistemas energéticos. Es alta volatilidad se explica básicamente por su alta componente de generación hidroeléctrica.

A medida que la integración regional evolucione y existan mayores intercambios es esperable que la volatilidad de los precios en Argentina y Chile aumente mientras que en Brasil disminuya marginalmente. Este hecho se traducirá en que los ingresos de los

generadores que vendan su producción en el mercado *spot* obtendrán ingresos con una alta componente de variabilidad. El incremento de volatilidad en los precios afectará entonces tanto a los productores que comercializarán energía en el mercado *spot* como a la demanda de grandes usuarios ya que si bien existen contratos a largo plazo, los mismos son ajustados por un factor de estacionalidad cada tres meses.

Sistemas regulatorios con una alta volatilidad como Brasil intentan sostener el funcionamiento del mercado en el largo plazo mediante la realización de contratos obligados y no mediante el mercado *spot*, el cual es utilizado únicamente para la transacción de excedentes.

Tomando esta metodología como modelo, se concluye que Argentina y Chile deberán introducir cambios en sus regulaciones para fomentar la creación de contratos a término y dejar el mercado *spot* como un mercado de excedentes y para situaciones particulares.

Calidad del servicio

Como se comentó anteriormente, al conectar dos sistemas energéticos no solo existe una transferencia de volatilidad sino que existe una mejora de la calidad del servicio en ambos países.

Este hecho se justifica a través de la independencia estadística de las fallas de los sistemas. Esto quiere decir que es muy probable que frente a una eventual falla en alguno de los sistemas de un país, exista capacidad excedente en el sistema del otro país para cubrir las potenciales deficiencias que se puedan llegar a producir.

Además de una mejora en la calidad de ambos sistemas puede existir la transferencia de calidad del país más confiable hacia el menos confiable. En estos casos es muy importante establecer desde un principio y de manera clara cuales serán los procedimientos frente a la existencia de fallas simultáneas en ambos países, siendo la resolución más frecuente que cada país atienda su demanda en forma prioritaria.

CONCLUSIONES

Bajo un escenario en el cual se cumplan determinadas condiciones mínimas de libertad comercial y transparencia se puede asegurar que a nivel macroeconómico, en promedio, todos los países se ven beneficiados con la integración regional.

En mercados competitivos, los precios son fijados libremente por las dinámicas de la oferta y la demanda y los países integrantes de la región obtendrán un beneficio asociado a un uso más eficiente de sus recursos.

Analizando particularmente el MERCOSUR y los países que lo componen se observa que algunos de ellos poseen ventajas relativas que permiten asegurar que una integración energética con altos niveles de intercambio producirá ventajas importantes a nivel macroeconómico. Los motores que impulsan el desarrollo de un mercado regional son los recursos gasíferos existentes en Argentina y en Bolivia, el aprovechamiento de excedentes hidroeléctricos en Brasil y las mejoras en la calidad de servicio que resultarán de compartir reservas y excedentes ocasionales.

Sin embargo, en el caso particular del mercado energético es muy importante contar con precauciones previas. Las inversiones en infraestructura necesarias para desarrollar los intercambios (líneas de transmisión, gasoductos, etc.) son muy elevadas y por lo tanto es muy importante asegurar que las legislaciones no introduzcan distorsiones tales que incentiven la creación de interconexiones que no sean convenientes desde el punto de vista económico.

Si bien está claro que a nivel macroeconómico existen únicamente ventajas, a nivel microeconómico pueden existir ganadores y perdedores.

La integración energética afectará a cada país en una forma diferente dependiendo de la estructura del mercado energético, el acceso a combustibles, los recursos hídricos, las legislaciones existentes y la estabilidad política y económica.

En el corto plazo existen claros ganadores y perdedores, siendo la demanda del país importador y los productores del país exportador los principales ganadores y la demanda del país exportador y los productores del país importador quienes deberán asumir los costos de la integración y absorber ciertas pérdidas.

Analizando con una perspectiva más a largo plazo, se observa claramente que:

En Argentina serán claros ganadores los productores de gas ya que la creación de un mercado integrado les permitirá exportar su producción ya sea vía gasoducto o vía línea de transmisión eléctrica (previa conversión del gas en una planta termoeléctrica). Esto quiere decir que para los productores de gas se les amplía el tamaño del mercado.

Brasil es otro importante ganador de la integración ya que ésta le permitirá acceder a una fuente de energía competitiva como el gas a través de la cual logrará reducir su costo de expansión de largo plazo y reducir el precio medio de la energía para todos sus consumidores.

Chile por su parte es un ganador no solo porque podrá acceder a fuentes energéticas más económicas como la electricidad importada desde Argentina, sino que además le permitirá fomentar e incrementar la competencia del mercado eléctrico.

Bolivia por su parte, no habiendo sido analizado en profundidad durante este estudio, es claramente un cuarto ganador. La integración regional le permitirá a Bolivia monetizar sus importantes reservas de gas natural, hecho que no sería posible considerando únicamente el volumen de su demanda interna.

Adicionalmente a estos grandes beneficios existen algunas otras ventajas secundarias pero no menos interesantes. El aumento en la volatilidad de los mercados argentinos y chilenos fomentará la firma de contratos a largo plazo y el desarrollo de herramientas financieras que reduzcan el nivel de riesgo.

En el largo plazo, es esperable que la competencia entre el gas de Argentina, el gas de Bolivia, el gas de Perú y el GLP de Chile produzca una reducción en el precio en boca de pozo de alguno de los países afectando los ingresos de los productores.

Luego de los análisis realizados y evaluando los potenciales ganadores y perdedores se puede concluir que la mayor eficiencia que se lograría a través de una integración regional hace que existan prácticamente solo ganadores, siendo los únicos perdedores aquellos actores que prefieran mantener el estado actual del mercado en búsqueda de maximizar su propio beneficio.

ANEXO A: ARGENTINA**TENDENCIAS EN EL PASADO Y DRIVERS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA**

En líneas generales, la tendencia durante el período 1995-2005 mostró un crecimiento en la demanda de energía de 3,1% por año. Este crecimiento fue conducido principalmente por la generación eléctrica, el agro y el sector residencial.

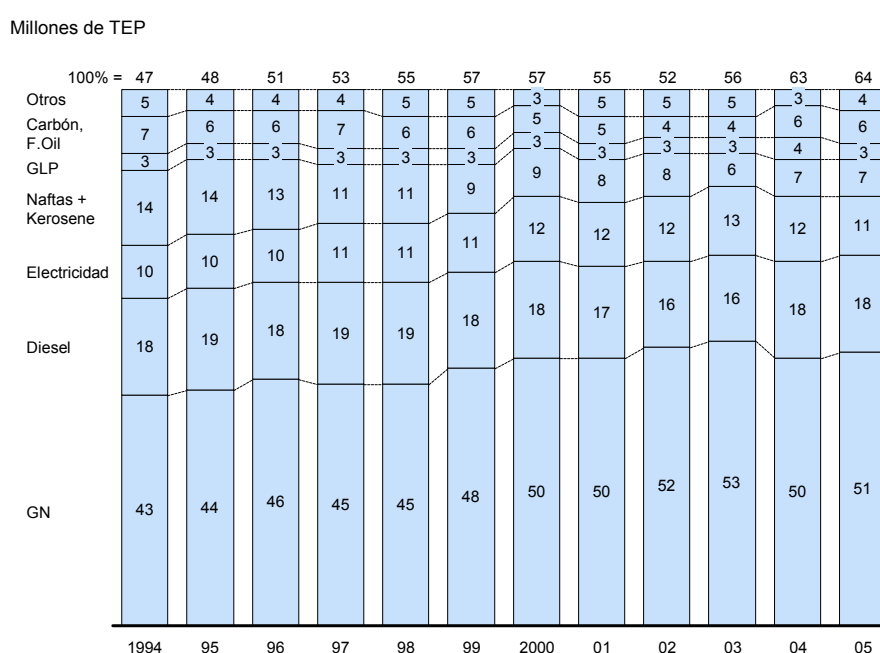
La matriz energética de la Argentina muestra una alta dependencia del gas natural, el diesel y la electricidad, representando aproximadamente el 80% de la oferta (Figura A.1).

El gas natural es la principal fuente de energía, representando aproximadamente el 50% de la oferta total. Por su parte, el diesel es responsable por el 18% de la demanda energética y la generación eléctrica por poco más del 10%.

En los últimos años, se observó un incremento en la dependencia del gas natural. En el año 1994, éste representaba el 43% de la oferta total (20,2 millones de TEP) mientras que en el año 2005 la oferta de gas natural alcanzó los 32,6 millones de TEP, lo que representa el 51% del total para ese año.

Este incremento se debe a que el gas natural sustituyó en los últimos años a combustibles como naftas, fuel oil y carbón. Estos tres combustibles juntos representan aproximadamente el 10% de la demanda total.

El diesel y la electricidad tienen una alta penetración dentro de la matriz energética, alcanzando un *share* de aproximadamente el 30%.

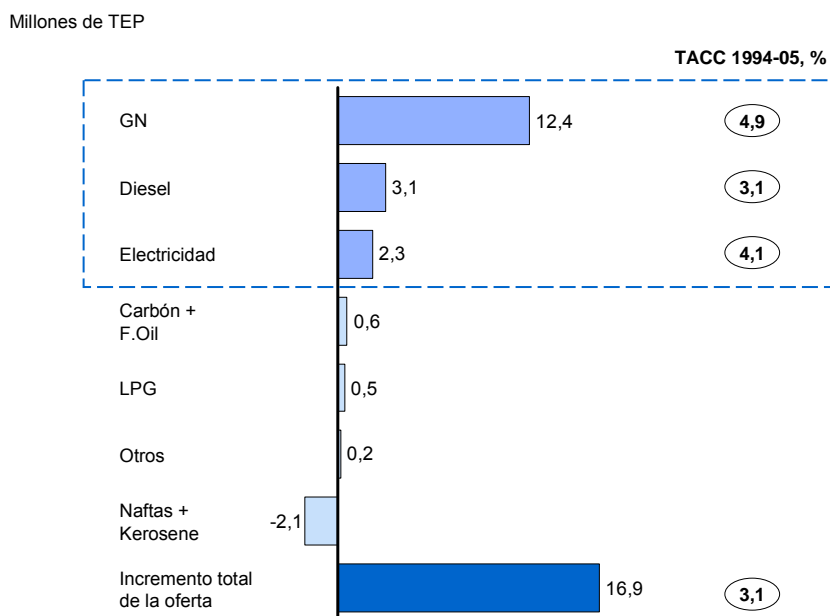


Fuente: Balance Energético Nacional

Figura A.1 – Demanda total de energía

En el año 1994 la demanda energética fue de 47 millones de TEP mientras que en 2005 esta se incrementó en aproximadamente un 35% alcanzando los 64 millones de TEP.

Este incremento en la demanda fue soportado principalmente por el gas natural, el diesel y la electricidad. El incremento en la energía demandada entre los años 1994 y 2005 de acuerdo a la fuente energética se puede observar en la figura A.2.



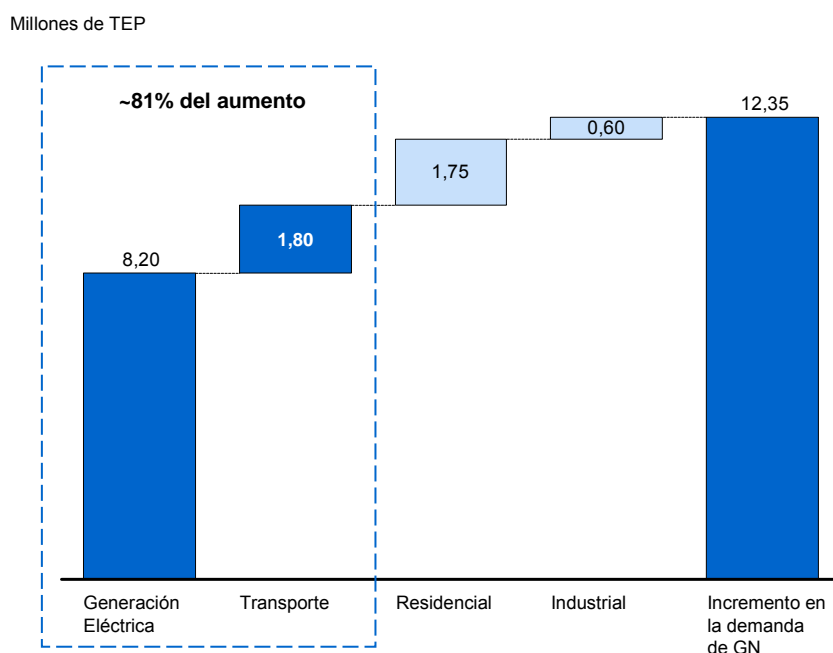
Fuente: Balance Energético Nacional, Elaboración propia

Figura A.2 – Incremento en la demanda de energía por fuente entre 1994 y 2005

Gas Natural

La demanda de gas natural creció a un ritmo de 4,9% anual como resultado del incremento en la generación de centrales termoeléctricas, el consumo doméstico y el consumo del sector de transporte. El crecimiento de la demanda de estos sectores acompañado de una declinación en las reservas de gas natural a nivel doméstico, hacen que la disponibilidad de gas sea cada vez más ajustada. Además, el estancamiento de las tarifas desde la crisis económica del 2001 limita los incentivos de inversión tanto en *upstream* como en *midstream*.

La descomposición del incremento de gas natural demandado entre 1994 y 2005 por sector se puede ver en la figura A.3.



Fuente: Balance Energético Nacional, Elaboración propia

Figura A.3 – Incremento en la demanda de gas natural por sector entre 1994 y 2005

Como se observa en el gráfico anterior, el sector de generación eléctrica fue el de mayor expansión en cuanto al consumo de gas. Esto se debe a la instalación de nuevas plantas termoeléctricas. En el año 1994 la capacidad instalada de plantas térmicas era de 8 MW mientras que para el año 2005 la capacidad se duplicó alcanzando los 16 MW. Estos 8 MW adicionales se originan en un 85% en plantas de ciclo combinado y un 15% en plantas de turbo gas.

Debido a los crecientes precios de los combustibles, se buscó como alternativa el uso del GNC en motores nafteros. Los bajos costos del GNC para el transporte crearon un gran incentivo para incrementar la conversión de vehículos. El costo del combustible para realizar 100kms es de 18 pesos argentinos si se utiliza nafta, mientras que si el combustible utilizado es GNC, el costo es de 8 pesos argentinos, lo que representa un ahorro de aproximadamente el 56%.

Debido a esto, la conversión de autos a GNC creció a una tasa anual del 17% desde el año 1998, alcanzando en 2006 una flota de 1,7 millones de autos convertidos y es el principal motivo por el cual el sector de transporte es el segundo sector en importancia.

Las reservas de hidrocarburos son cantidades que se consideran pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura.

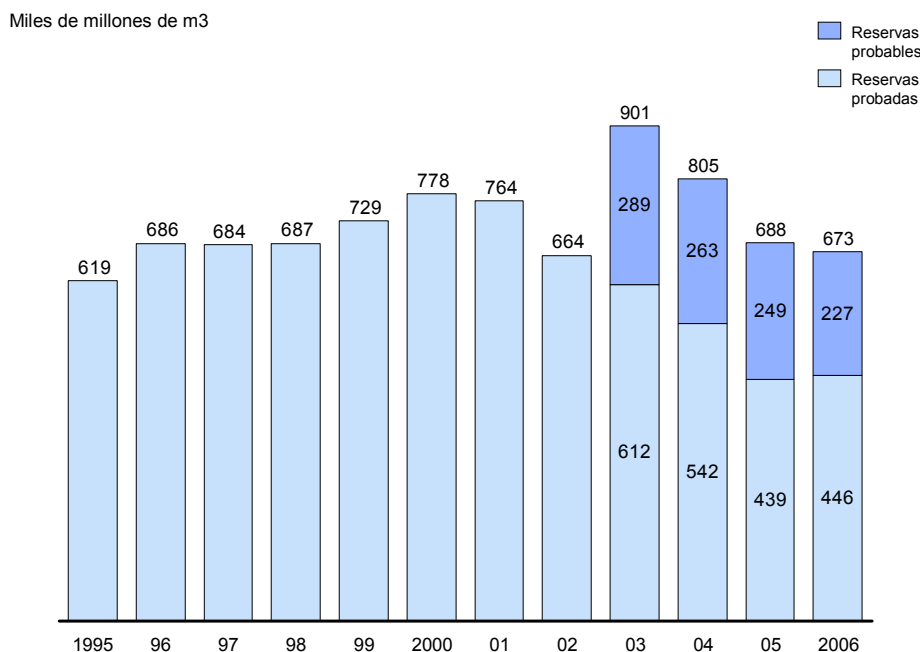
Las reservas probadas son las cantidades que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones.

Las reservas no probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

En la Argentina en particular, el nivel de reservas probables se mantuvo aproximadamente constante. Para poder acceder a este tipo de reservas, sería necesaria

una producción *offshore* o utilizar técnicas de recuperación terciaria. Estas técnicas consisten, entre otras, en calentar el yacimiento o ensanchar los poros empleando productos químicos, aumentando de esta manera los costos y la complejidad de operación.

En la figura A.4 se puede observar la evolución tanto de las reservas probadas como de las probables entre los años 1995 y 2006.



Fuente: Enargas, I.A.E. "General Mosconi"

Figura A.4 – Reservas de gas natural

Debido a esta rápida maduración de los yacimientos y a la falta de exploración y desarrollos de nuevos sitios, de mantenerse esta situación, será necesaria la importación de gas natural o nuevas fuentes de extracción. Actualmente la relación reservas/producción arroja un valor de 10 años.

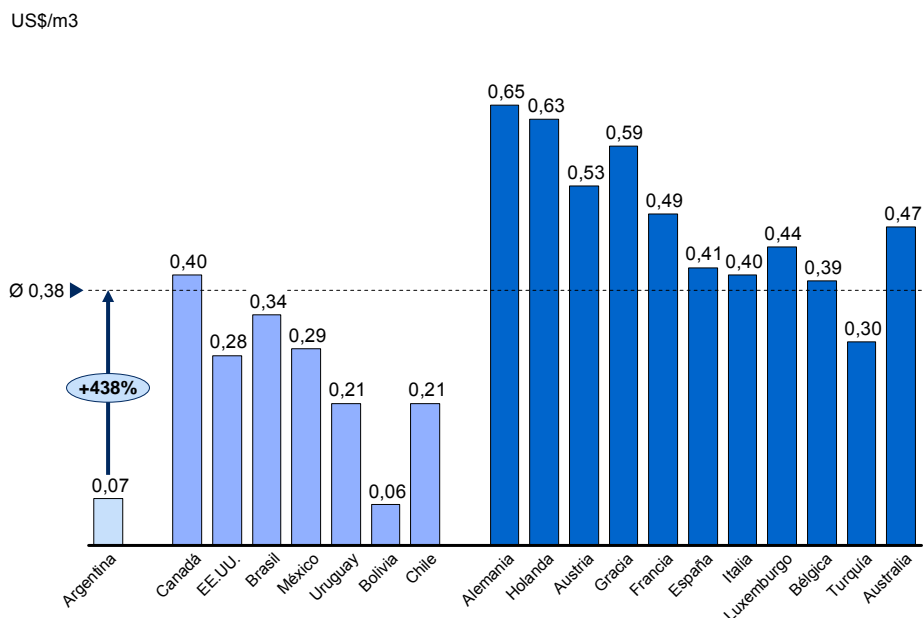
De continuar esta tendencia, Argentina pasará de ser un país exportador de gas a uno importador. El costo de esta fuente de energía será mayor al que le correspondería si fuera producido localmente y esta situación tendría un alto impacto en todos los sectores de la sociedad. Desde el punto de vista de los sectores industriales/comerciales, el alza en el costo del gas se traducirá en mayores costos finales y pérdida de competitividad a nivel global. En el caso de que las importaciones no puedan suplir la demanda, habrá que utilizar combustibles alternativos, los cuales normalmente tienen un costo aún mayor.

Por estos y otros motivos, es indispensable fomentar la exploración y explotación de yacimientos para elevar las reservas y poder asegurar el aprovisionamiento de gas a futuro.

El sector *midstream* es el encargado del transporte y la distribución del gas natural. A las tarifas definidas en pesos argentinos y congeladas desde el 2002, se les permitieron incrementos únicamente para los medianos y grandes clientes, pero no para el sector

residencial y vehicular. Actualmente las tarifas de gas natural en Argentina se encuentran entre las más bajas a nivel regional y mundial.

La figura A.5 muestra una comparación entre los precios de gas natural para grandes usuarios en diferentes países.



* Tarifas sin impuestos, Septiembre 2006, Tipo de cambio: \$3,11/US\$
Fuente: ADIGAS

Figura A.5 – Tarifa* industrial de gas natural a grandes usuarios

Llegado al caso de que se importe gas natural o que se encuentren nuevas reservas en el territorio argentino, será imprescindible expandir las redes de distribución. La capacidad de transporte creció a una tasa de 3,7% anual entre 1995 y 2005 mientras que el volumen inyectado en estas para el mismo período tuvo un crecimiento de 5,1% por año. Este hecho se traduce en que el nivel de utilización creció del 78% en el año 1995 al 88% luego de diez años. La capacidad de transporte instalada en 2005 ascendía a 128 millones de metros cúbicos diarios mientras que la demanda promedio fue de 113 millones de metros cúbicos. Esta situación se agrava durante la época invernal, donde existen picos en los cuales la red se satura quedando al 100% de utilización.

Para poder revertir esta situación a futuro, es necesario ajustar las regulaciones y estimular la inversión en gas natural tanto en el sector *upstream* como en el *midstream*. La mayoría de las empresas de transporte y distribución se encuentran renegociando su contrato desde el año 2002.

Respecto al sector productivo, la mayoría de los contratos están llegando a su vencimiento (2014/2016), poniéndose de esta manera las inversiones a largo plazo en un plano de incertidumbre. Las renegociaciones se encuentran actualmente en marcha.

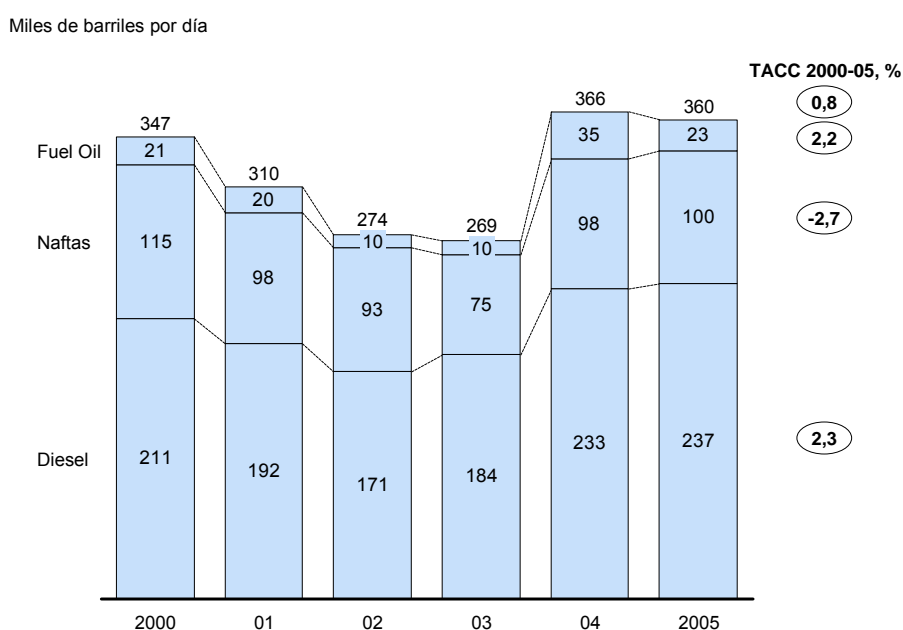
Un incremento en las tarifas comerciales y residenciales motivaría la inversión tanto en producción como en el transporte y la distribución. Con los niveles actuales, el margen de estos sectores es limitado y desalienta la expansión de infraestructura. Bajo este escenario, sumado a una tendencia creciente en la demanda de gas, la única alternativa para satisfacer los requerimientos de consumo a futuro será la de incrementar el

volumen de importaciones, incrementando los costos productivos de la industria, perdiendo competitividad a nivel mundial y muy probablemente aumentando los subsidios para regular el precio del gas del sector doméstico.

Diesel

La demanda de combustibles en Argentina cayó notablemente durante la crisis del año 2001, pero se recuperó en los años subsiguientes mostrando un alto crecimiento en el consumo de diesel y una caída en la demanda de naftas.

La evolución de la demanda de combustibles entre los años 2000 y 2005 se puede observar en la figura A.6.



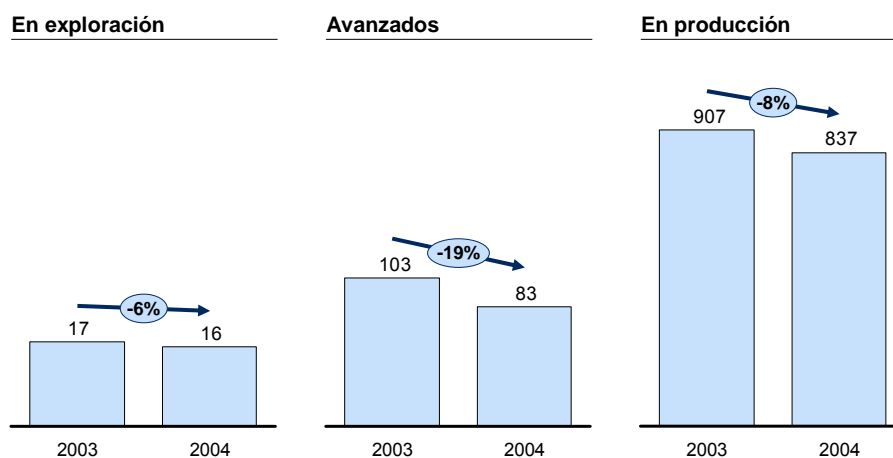
Fuente: Balance Energético Nacional

Figura A.6 – Demanda de combustible en Argentina

La demanda de Diesel tuvo un crecimiento del 3,1% por año, impulsada principalmente por la agricultura. Este crecimiento se debe a condiciones favorables en el mercado internacional y en el sector de transporte.

A pesar del incremento en la demanda de combustibles, la capacidad de refinación argentina se mantuvo estancada durante la última década. En el año 1995 la capacidad de refinación era de aproximadamente de 648.000 barriles diarios. La misma capacidad en el año 2005 se alzaba a tan solo 611.000 barriles por día.

Además, la actividad de exploración y producción petrolera se mantuvo limitada y declinó, particularmente respecto a la exploración. La cantidad de pozos en exploración, avanzados y en producción para los años 2003 y 2004 se observa en la figura A.7 a continuación.



Fuente: I.A.E. "General Mosconi", BP Statistical Review of World Energy 2005

Figura A.7 – Estado de los yacimientos en Argentina

La reducida actividad de exploración y producción petrolífera limita la posibilidad de proveer la demanda con producción local.

Como un resultado de esto, el crecimiento de la demanda doméstica de diesel se tradujo en un incremento en las importaciones. Estas importaciones crecieron a un promedio anual de 30%, triplicando aproximadamente su valor entre el año 2001 y 2005. En estos años, las importaciones fueron de 4300 y 12300 barriles diarios respectivamente, lo que representó entre el 2% y el 5% de la oferta total.

Los precios internacionales actuales de los combustibles hacen que la importación sea prácticamente "prohibitiva". La falta de infraestructura hace insuficiente la destilación de la cantidad necesaria para atender la demanda. Además, el tiempo necesario para adaptar las condiciones de producción no sería inferior a cuatro años, por lo que es necesaria una solución a corto plazo para resolver la crisis del combustible.

El diesel es el combustible usado principalmente por el sector agrícola y el transporte de cargas. El primero es una de las columnas principales de la economía argentina y el segundo es una variable sumamente importante en el valor final de los productos. Debido a esto, es necesario encontrarle una salida al problema del diesel tanto para no perder competitividad en el mercado externo de productos agropecuarios como para no generar un impacto inflacionario a través del costo de transporte. Uno de los posibles caminos sería aumentar las importaciones, por las cuales el gobierno deberá pagar una diferencia muy grande para seguir subsidiando los combustibles. La otra alternativa, sería la de realizar algún tipo de alianza o contrato con algún país del exterior de modo tal de asegurar el aprovisionamiento de diesel a un precio conveniente.

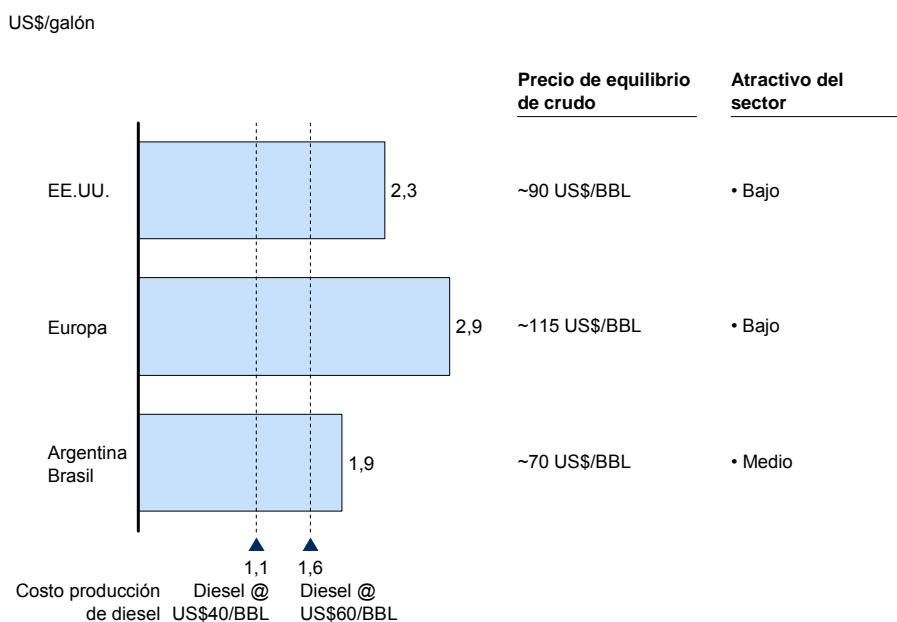
Otra alternativa para solucionar la falta de diesel son los biocombustibles. Este combustible alternativo tiene propiedades similares a los derivados del petróleo, pudiéndose mezclar ambos en cualquier proporción, sin generarse problema alguno.

Las principales ventajas que presenta el biodiesel son que es un combustible alternativo a los habituales, proviene de un recurso renovable, es biodegradable, menos contaminante que el diesel tradicional y abunda la materia prima (por ejemplo: soja y girasol) en el territorio argentino.

Desde el punto de vista económico, esta nueva tecnología tiene costos de producción más elevados que el diesel proveniente de la refinería de petróleo. Es por este motivo que para impulsar la inversión y desarrollo de este sector, el gobierno debe ofrecer subsidios para garantizar el atractivo económico.

Argentina en particular, junto con Brasil, se encuentran en una posición de beneficio frente a otras regiones del mundo como son Estados Unidos y Europa, ya que estos últimos tienen costos productivos mayores a los locales. Esto hace que la región tenga puntos de equilibrio respecto al precio del crudo más bajos y le abre las puertas a una futura posición productora y exportadora.

En la figura A.8 se detallan los costos de producción de biodiesel de cada región, como así también los costos de producción de diesel tradicional y sus puntos de equilibrio.



* Supuestos: Maíz: 2,6 US\$/Bu; Trigo: 118 US\$/Ton; Aceite de soja: 500 US\$/Ton; Aceite de colaza: 660 US\$/Ton
 Fuente: NREL, USDA

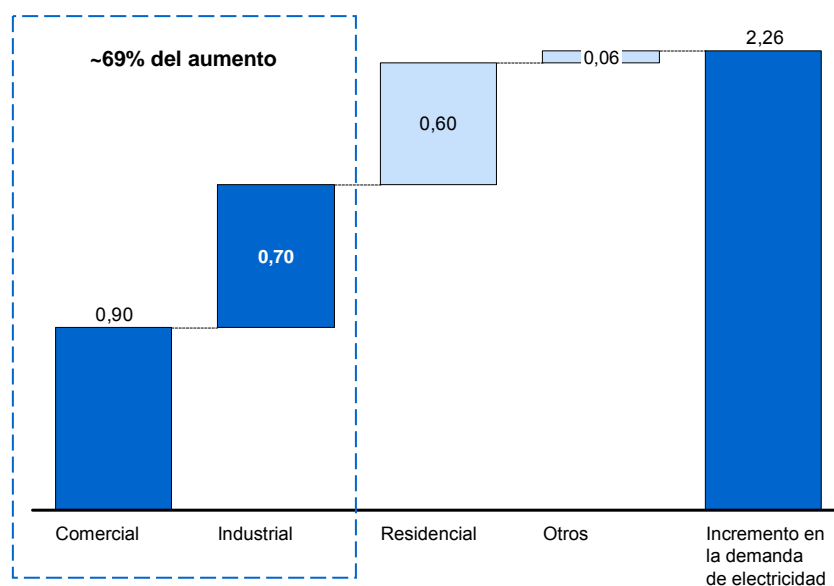
Figura A.8 – Costo de producción de biodiesel (sin subsidios)

Electricidad

Respecto a la demanda eléctrica, esta tuvo un crecimiento aproximado de 4,1% por año, totalizando un aumento de 2,3 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Este incremento en la demanda estuvo impulsado principalmente por el sector industrial y comercial.

La descomposición por sector del aumento de energía eléctrica demandada entre 1994 y 2005 se muestra en la figura A.9.

Millones de TEP



Fuente: Balance Energético Nacional, Elaboración propia

Figura A.9 – Incremento en la demanda de electricidad por sector entre 1994 y 2005

La generación eléctrica en la República Argentina está compuesta por cuatro rubros que son la generación térmica, la hídrica, la nuclear y otros que incluye fuentes de energía renovable y eólica.

Respecto al aporte que cada tipo de generación hace al sistema eléctrico, se observa una total dependencia de las plantas térmicas que generan aproximadamente el 58% de la oferta eléctrica argentina. La segunda fuente en importancia es la hidroeléctrica que es responsable por el 25% de la generación total, repartándose el 17% entre las plantas nucleares y otras fuentes de generación.

Este incremento en la demanda fue suplido principalmente por plantas de generación térmicas. En cuanto al combustible utilizado, aproximadamente el 67% de estas utilizan como combustible gas natural.

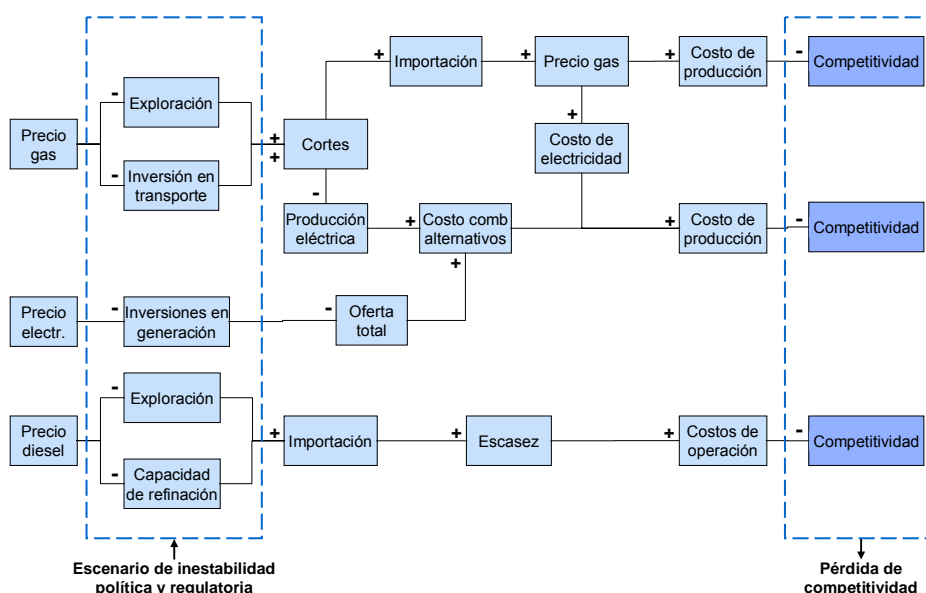
En varias ocasiones, la oferta de energía eléctrica no fue lo suficientemente grande como para cumplir con la demanda, siendo necesario realizar cortes de suministro a diferentes industrias. Esto se debió principalmente a que la mayor parte de la oferta total se realiza mediante plantas termoeléctricas que utilizan principalmente gas como combustible. Como se comentó en la sección de Gas, este es un sector que se encuentra muy comprometido en cuanto a oferta disponible.

Otro motivo por el cual ocurrió este desabastecimiento de electricidad, es que la segunda fuente en importancia es la energía hidroeléctrica. Este tipo de generación se encuentra muy dependiente del caudal de los ríos, siendo esta una variable que no es posible controlarla.

Por lo tanto, aproximadamente el 85% de la oferta total de electricidad es generada bien por gas natural o por energía hídrica. La necesidad de diversificar los medios de producción está clara y más aún mientras la crisis de gas no se solucione definitivamente.

Se puede concluir que el sector eléctrico seguirá con inconvenientes mientras que no se pueda asegurar el abastecimiento de gas para la producción de plantas térmicas. Aún así, en el caso de solucionarse este inconveniente, es imprescindible volcar la generación hacia nuevas fuentes de energía como pueden ser las energías renovables (solar, eólica, mareomotriz, etc.).

A modo de resumen, se puede concluir en que Argentina se encuentra atravesando una clara y grave crisis energética. Esta crisis existe, desde el momento en que no se puede hacer frente a la demanda de energía actual. Los motivos por los cuales se llegó a la situación de hoy en día son básicamente la regulación de precios en el mercado interno, las retenciones a las exportaciones y la inestabilidad política y regulatoria del sector. A causa de este escenario, no se realizaron las inversiones en capacidad productivas necesarias para acompañar el incremento de la demanda y se tomaron medidas, como por ejemplo la importación de gas desde el exterior, los cortes de suministro a las industrias, etc., que tienen como consecuencias a largo plazo la pérdida de competitividad del país, justificando aún más la regulación tarifaria y el desembolso en subsidios.



Fuente: Elaboración propia

Figura A.10 – Modelo de regulación de precios del mercado interno

POTENCIALES ESCENARIOS A FUTURO

El futuro de la matriz energética así como la demanda de energía serán el resultado del escenario económico en el cual se encuentre el país. Para esto, es posible plantear tres alternativas, una pesimista, una optimista y una base.

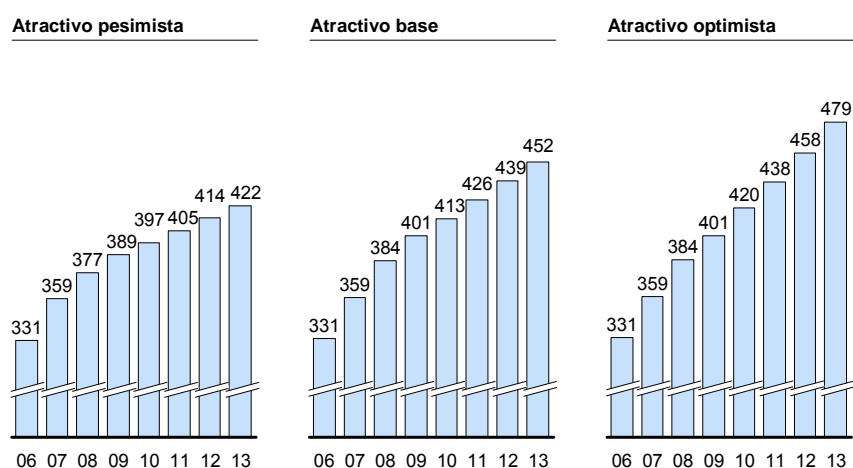
El primer escenario, el base, es aquel en el cual el crecimiento del PBI argentino se desacelera y toma un valor de 3% anual. Este crecimiento esperado corresponde a proyecciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional. Se estima que de darse esta situación, los cuellos de botella se mantendrán, principalmente debido a la limitada inversión en infraestructura como resultado de la volatilidad en la demanda.

El segundo de los escenarios consiste en que la Argentina continúe creciendo, pero no al ritmo esperado por los principales estudios. Para cuantificar este hecho, se tomó un crecimiento para los próximos años correspondiente al 70% del crecimiento esperado en el escenario base. De darse esta situación, se cree que la infraestructura energética deberá ser expandida en algunos sectores debido a que hoy ya es altamente utilizada (p.ej. transporte) y los cuellos de botella se mantendrán limitados.

Finalmente, el escenario optimista es aquel en el que se plantea un crecimiento sustentable sin volatilidad del orden del 4,5%. De ocurrir esta situación, la expansión de la infraestructura será un aspecto crítico debido al fuerte y sostenido crecimiento económico. Los cuellos de botella hoy existentes requerirán de significativas inversiones, especialmente en oferta y transporte.

La evolución del PBI para los tres distintos escenarios se puede ver en el gráfico X.

PBI* en miles de millones de pesos



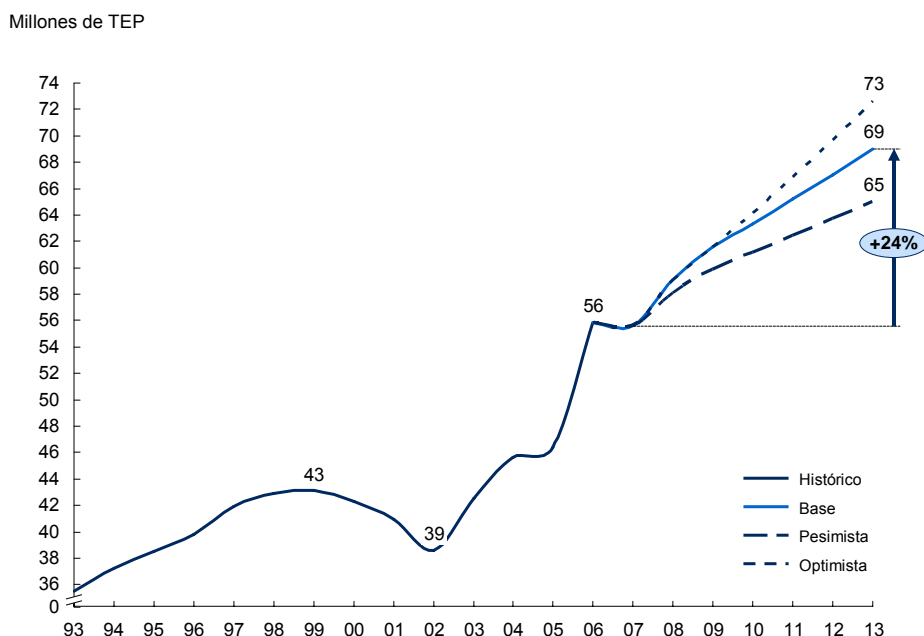
* PBI en moneda local a precios constantes
Fuente: IMF World Economic Outlook 2008, Elaboración propia

Figura A.11 – Alternativas de escenarios económicos en Argentina

Una vez establecidos estos escenarios, se puede proyectar la demanda energética para cada uno. Para esto, se utilizó una regresión lineal en la cual el consumo total de energía

es función del tamaño de la población y el producto bruto interno medido en pesos y a precios constantes. Esta regresión tiene un coeficiente de correlación R^2 de 0,97.

Como se puede ver en el gráfico X se espera que la demanda de energía en Argentina crezca aproximadamente entre un 15 y un 30 por ciento durante los próximos cinco/seis años. Esto se traduce en una velocidad de crecimiento de entre el 2% y el 4% anual.



* Excluye pérdidas, autoconsumo y exportaciones
Fuente: Balance Energético Nacional, Elaboración propia

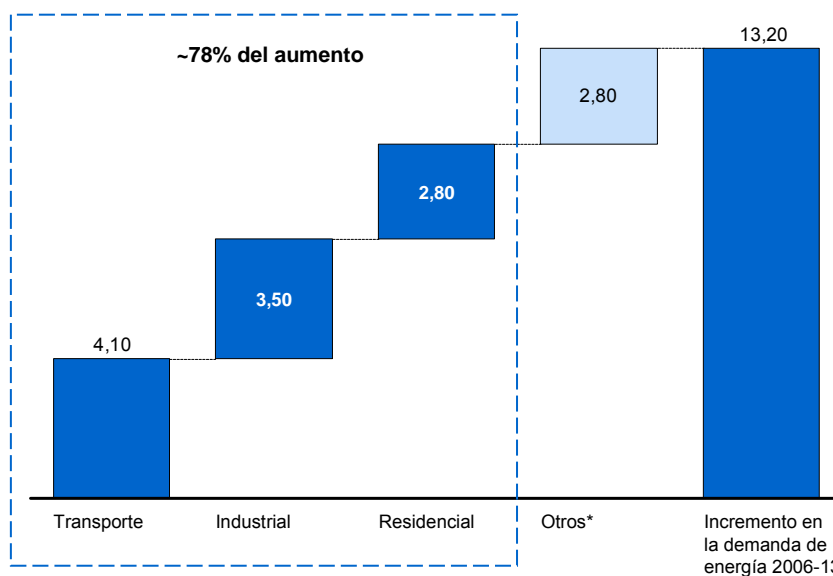
Figura A.12 – Demanda de energía* proyectada

Si nos focalizamos en el escenario base, el crecimiento en la cantidad demandada de energía alcanza casi el 25% para el año 2013, lo que se traduce en un aumento en el consumo de 13 millones de toneladas equivalentes de petróleo y un crecimiento promedio de 3,1% por año. Se espera que más de la mitad de este crecimiento ocurra en el período 2007-2010 aumentado en 6,5 millones de TEP. Hacia el año 2013 se estima que el consumo total alcanzará poco más de 69 millones de TEP.

Estos 13 millones de TEP adicionales, serán demandados por los sectores de transporte, industriales, residenciales, comerciales, públicos, agropecuario y usos no energéticos. Suponiendo que el comportamiento histórico del uso y distribución de energía se mantenga en el futuro se proyectó el consumo adicional de energía por sector. Esta proyección se puede observar en la figura A.13.

Millones de TEP

ESCENARIO BASE



* Otros incluye los sectores comercial, agropecuario y no energético
Fuente: Balance Energético Nacional, Elaboración propia

Figura A.13 – Incremento en la demanda de energía por sector 2006-2013

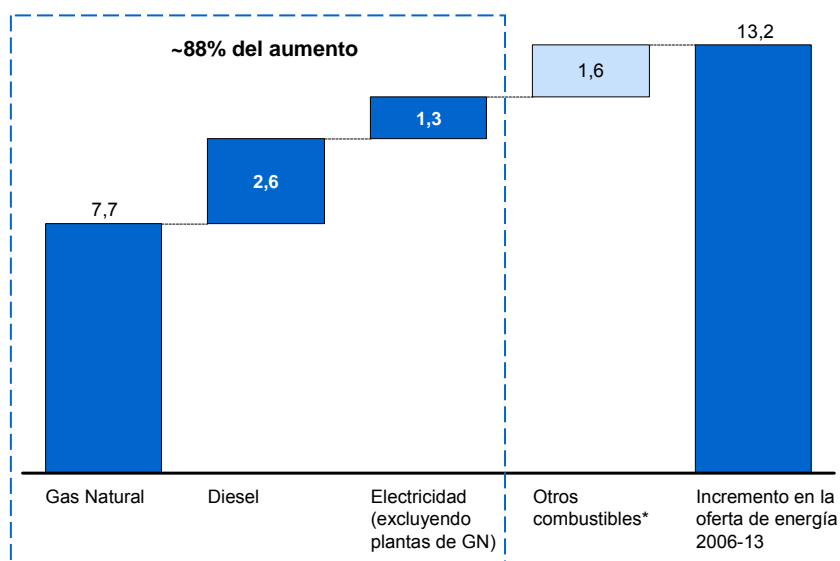
Al momento de determinar la fuente de energía que será demandada, se ve que en los últimos 10 años las fuentes que más crecieron fueron el gas natural, la electricidad y el gas licuado de petróleo. El consumo del 2006 de estas fuentes fue del 179%, 187% y 204% respectivamente en comparación a 1996.

Las fuentes de energía que sufrieron un retroceso en la demanda fueron el fuel oil, la nafta y el kerosene, de los cuales hoy se consume el 53% , 68% y 86% respectivamente de lo que se consumía 10 años atrás.

Se prevé que en un futuro, las fuentes de energía que más incrementarán su oferta y consumo serán el gas natural, el diesel y la electricidad. A continuación, se muestra en la figura A.14 el aporte que cada fuente de energía hará al incremento en la oferta total en los próximos años.

Millones de TEP

ESCENARIO BASE



* Otros incluye principalmente fuel oil, naftas y carbón
 Fuente: Balance Energético Nacional, Elaboración propia

Figura A.14 – Incremento en la oferta de energía por fuente 2006-2013

Gas Natural

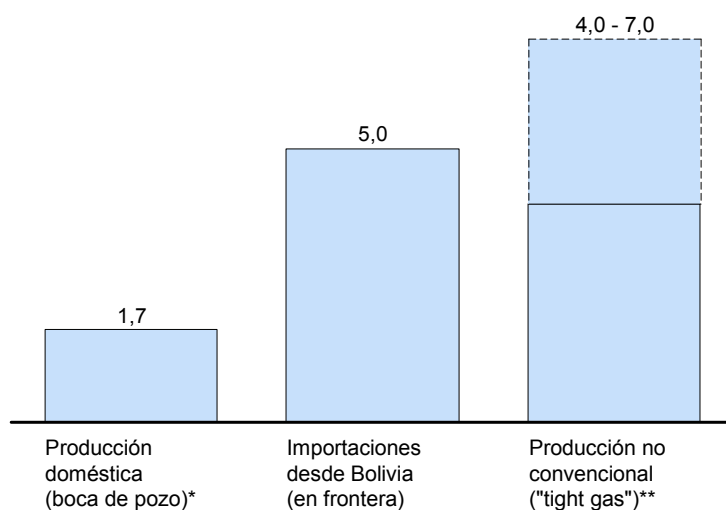
Se espera que el gas natural aporte más del 58% del incremento total de la oferta en los próximos años. Esto se debe principalmente al consumo doméstico, industrial y a la generación eléctrica de plantas térmicas. La expansión planeada en la capacidad de generación termoeléctrica contribuirá parcialmente a que la demanda de gas natural aumente.

El gas natural será el combustible clave para incrementar la oferta energética e impulsar el desarrollo económico en la Argentina. Actualmente existe el inconveniente de que las reservas y la exploración de hidrocarburos es cada vez menor.

Para poder hacer frente al aumento en la oferta de gas natural, será imprescindible buscar fuentes alternativas de abastecimiento. Estas, básicamente se las puede resumir en dos; la importación y la explotación de reservas domésticas no convencionales.

Hoy en día existen ya importaciones de gas natural desde Bolivia. El costo de este gas es muchísimo mayor al costo de producción local. Esta diferencia, y la existente con los costos de producciones no convencionales se resumen en la figura A.15.

US\$/MMBtu (Ene 2007)



* Contratos de compra irrevocables

** Estimación basada en economías de reinversión en EE.UU. Considerando costos de perforación, finalización, elevación, recolección y procesamiento de 11 cuencas a lo largo de EE.UU.

Fuente: OLADE, Recopilaciones de artículos de prensa

Figura A.15 – Precio del Gas Natural en boca de pozo

Como se ve, el costo del gas importado es casi 300% más caro que el local. Si comparamos el costo del gas doméstico con el costo de explotación de un yacimiento no convencional (por ejemplo: "tight gas"), se concluye en que éste último es entre 2,5 y 4,5 veces más costoso.

De esta comparación se puede remarcar la necesidad de incrementar el precio del gas doméstico, con el fin de incentivar y hacer posibles inversiones para desarrollar reservas de alto costo (por ejemplo: offshore).

El gas que se le está pagando a Bolivia es excesivamente caro, por lo que sería ideal que Argentina vuelva a ser un país autosuficiente en materia energética y si es posible, convertirse en un país exportador. Sin embargo, bajo una perspectiva más largoplazista, es fundamental construir relaciones, acuerdos y regulaciones con países del Cono Sur respecto a comercialización y distribución de gas natural que aseguren la disponibilidad de recursos y que permitan acceder a ellos a un precio tal que mejore la competitividad de la región como bloque.

Llegado al caso de querer importar gas natural, no sólo será necesario pagar un precio mayor al que se pagaría si se produjera localmente, sino que también será necesario ampliar la red de transporte y distribución ya que la misma no será suficiente en el futuro.

Estas ampliaciones no se refieren únicamente a los trayectos dentro del territorio argentino, sino también a conductos internacionales. En la figura A.16 se detallan los trayectos de gasoductos a construir para comunicar a la Argentina con los principales productores de gas de la región.



Fuente: OLADE, Secretaría de Energía Argentina, Arthur D. Little

Figura A.16 – Proyectos anunciados de gasoductos internacionales

Diesel

La segunda fuente de energía que más aumentará, en lo que a consumo se refiere, será el diesel. El consumo de este combustible se realiza casi totalmente en los sectores de transporte y agropecuario. La actividad de estos está muy relacionada con el crecimiento económico del país, por lo que se espera que en los próximos años estos sectores, y especialmente el sector agropecuario, tengan un gran crecimiento y demanden mayores cantidades de combustible.

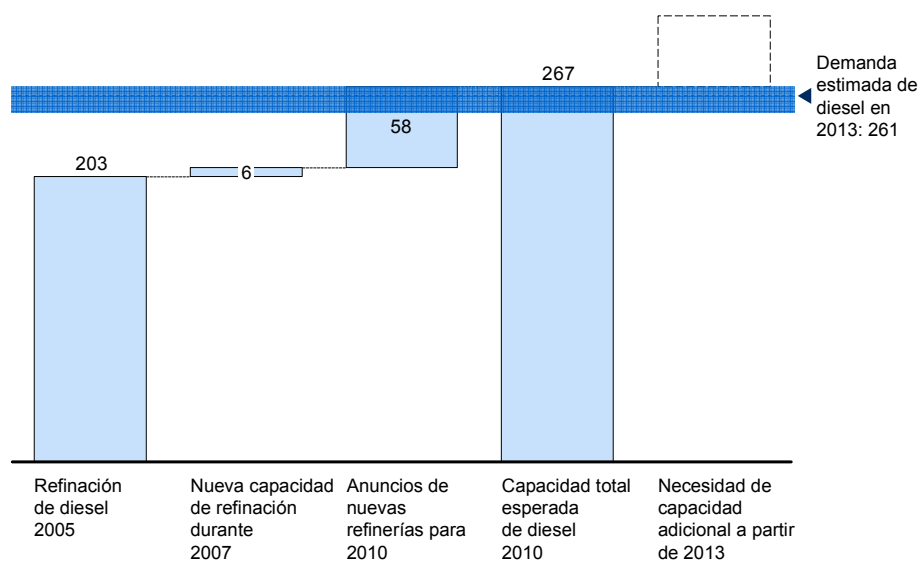
En el caso particular del transporte, no se ve una tendencia a reemplazar el uso de camiones por otro medio como podría ser el tren. Esto hace que el consumo de diesel crezca y siga siendo un costo sumamente importante en el transporte de mercaderías y su posterior precio final de venta.

Del lado agropecuario, el sector está atravesando una época de auge y expansión. El trabajo en el campo es cada vez más intensivo e industrializado siendo cada vez más corriente el uso de maquinarias agrícolas. A este hecho debemos agregarle el efecto de expansión territorial. Hoy existe actividad agrícola/ganadera en tierras que antes se consideraban sin valor. Estos dos son los principales motivos por los cuales el consumo del diesel en el sector agropecuario está creciendo y se espera que continúe esta tendencia en los próximos años.

La capacidad actual de refinación de diesel ronda los 209 mil barriles diarios, luego de que se haya ampliado la capacidad en 6 mil barriles diarios durante el año 2007.

A través de anuncios de ampliaciones de plantas actuales y creación de nuevas refinerías, se espera que la capacidad de producción aumente para el año 2010. En la figura A.17 se puede observar la evolución esperada en el mercado de refinación de diesel.

Miles de barriles por día



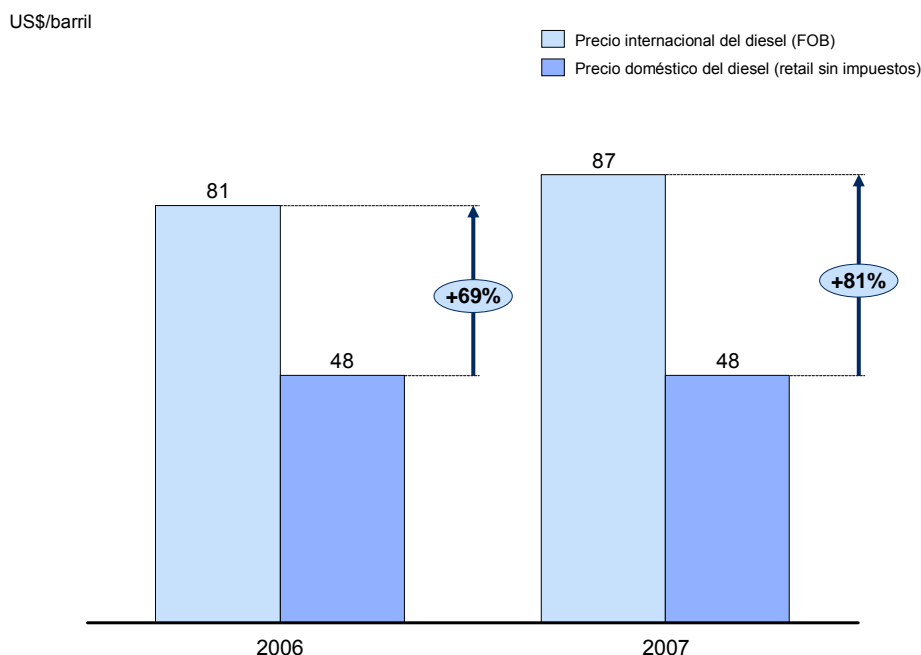
Fuente: Recopilación de artículos de prensa, Elaboración propia

Figura A.17 – Proyectos anunciados de gasoductos internacionales

De acuerdo con el aumento esperado en el consumo de diesel, serán necesarias futuras ampliaciones a la capacidad instalada a partir del 2013 para poder cumplir con los requerimientos crecientes del mercado.

Al igual que pasa con el gas natural, los precios del diesel se encuentran regulados y muy por debajo de los precios internacionales. De esta manera, el atractivo que representa el sector es muy pobre y la expansión de la capacidad de refinación se ve muy comprometida.

En la figura A.18 se puede comparar el precio de venta de las refinadoras de diesel en Argentina contra el precio que cargan las refinadoras del mismo producto en la costa del Golfo de los Estados Unidos. El precio en Argentina corresponde al precio de venta sin incluir los impuestos y el del Golfo de los Estados Unidos al valor FOB.



Fuente: EIA

Figura A.18 – Precio del diesel

Adicionalmente a esta regulación y diferencia de precios, la ley argentina impone retenciones a la exportación de combustible diesel y petróleo crudo, comprometiendo más aún la rentabilidad de los productores y reduciendo el atractivo del sector.

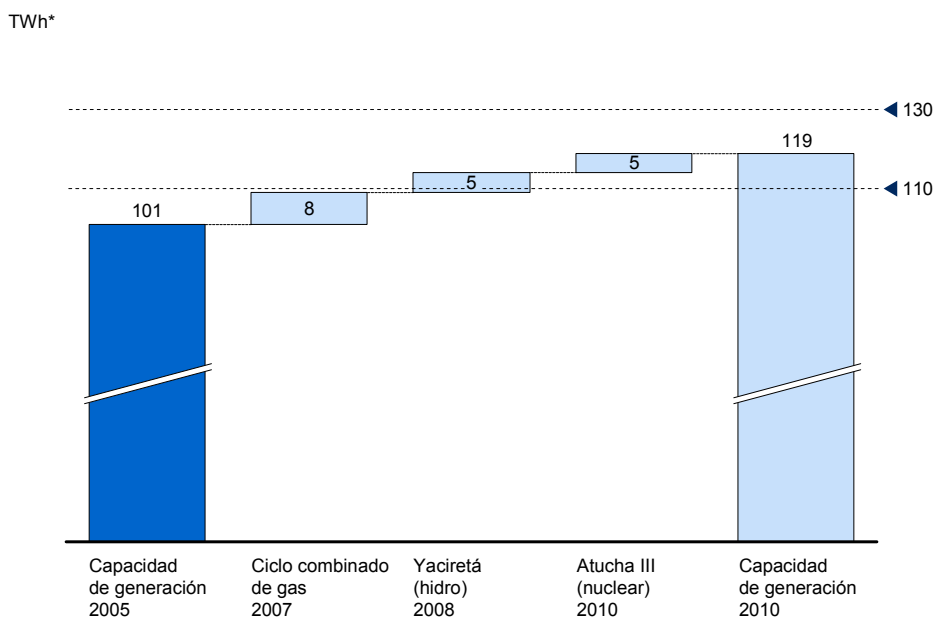
Electricidad

La demanda de energía eléctrica creció a una tasa del 8% anual durante los últimos 5 años. Este hecho cobra mayor relevancia desde el momento en que la electricidad es la tercer fuente de energía en importancia.

Según proyecciones realizadas por la Secretaría Nacional de Energía utilizando como parámetros para estimar el consumo datos de población, empleo y producción, se espera que la demanda de energía eléctrica en el año 2010 alcance un valor de 110 TWh. Esto representa un crecimiento anual del 3,4%. Esta proyección es suficientemente conservadora, ya que proyecciones privadas arrojan una demanda esperada para el año 2010 mayor a 130 TWh. Cabe aclarar que todas estas proyecciones incluyen dentro del consumo la cantidad de energía a exportar.

Para poder cumplir con la demanda eléctrica a futuro, será necesario ampliar la capacidad de generación. Esta capacidad en el año 2005 era de aproximadamente 101 TWh. De acuerdo a anuncios del gobierno, se esperan expansiones en la generación térmica, hídrica y nuclear.

La capacidad de generación actual, así como también los proyectos de ampliación y capacidad de generación a futuro se pueden observar en la figura A.19.



* Capacidad estimada a partir de anuncios y de acuerdo a los factores de utilización típicos de cada tipo de planta
Fuente: Secretaría de Energía, Análisis propio

Figura A.19 – Incremento en la capacidad de generación eléctrica

Si bien la capacidad de generación eléctrica en el 2010 será superior al consumo esperado, es posible que ésta se torne insuficiente. Esto se puede dar básicamente porque el crecimiento en la demanda de energía eléctrica sea mayor al proyectado, o por problemas en la generación. Este tipo de problemas se pueden ocasionar por ejemplo por demoras en la realización de los proyectos y que no se pueda generar electricidad en el momento necesario.

Otro factor a tener en cuenta es que parte de la expansión en la capacidad de generación esta planeada a través de represas hidroeléctricas, por lo que se está frente a la amenaza que generan los períodos hidrológicos. Este es algo que el hombre no puede dominar, y depende de la lluvia caída y el caudal de los ríos para generar electricidad. En el caso de que exista un período hidrológicamente seco (como ocurrió a mediados del año 2007), la capacidad de generación se verá reducida, poniendo aún más al límite al sistema eléctrico nacional.

Finalmente un punto clave para el sector será la disponibilidad de gas natural. En el caso de que exista desabastecimiento de gas, es posible que las plantas termoeléctricas no puedan producir electricidad al 100%, reduciéndose de esta manera la oferta. Esto se da principalmente durante los meses de invierno, donde los picos de frío hacen que el gas demandado por el sector residencial aumente.

Como se puede ver, el sector energético está muy relacionado a las distintas fuentes de energía. En Argentina, la crisis pasa prácticamente por el gas natural, la generación eléctrica y los derivados de petróleo (básicamente diesel).

Comenzando por el gas natural, la escasez de este recurso hace que sean necesarias importaciones a mayores precios. Las industrias tienen restringido el abastecimiento y deben buscar fuentes alternativas de energía.

Debido a esta falta de gas y a la prioridad que tiene el sector residencial para ser abastecido, la generación de plantas termoeléctricas se encuentra muy comprometida.

Esto genera que la oferta eléctrica sea insuficiente y se limite el envío de electricidad a las industrias, las cuales deben utilizar por ejemplo generadores diesel para poder producir o directamente cerrar turnos productivos.

Finalmente, el sector de derivados se encuentra al igual que los otros dos sectores muy limitado en cuanto a inversiones y expansiones de infraestructura. Esta situación, sumada a la inestabilidad y regulación tarifaria, hace que exista escasez de combustibles para el transporte y el agro, dificultando de esta manera el desarrollo de estos sectores.

La crisis energética es una situación actual, que existe hoy y debe ser remediada lo antes posible. Bajo estas reglas de juego, el sector más perjudicado es el sector industrial/productivo y a la larga, se terminará perjudicando la sociedad entera. En este escenario es imposible pensar en un desarrollo económico sustentable en el tiempo y a la Argentina como un país líder en Sudamérica y en el Mundo.

Hay que reconocer distintas soluciones para el corto y para el mediano y largo plazo. Para los próximos 2 años, es imprescindible crear una política de desarrollo energético, con reglas y objetivos claros. Es de suma importancia fomentar la inversión en exploración y producción de hidrocarburos como también en transformación, transporte y distribución.

A largo plazo, sería de esperar que las expansiones en capacidad comiencen a funcionar y que las exploraciones se hayan transformado en yacimientos en producción de manera tal de poder abastecer el mercado local con producción interna. Sin embargo, hoy ya no es posible pensar a un país como una nación aislada del resto y autoabastecida, sino que por el contrario, es fundamental la cooperación y la unión para que cada uno de los países que la componen se vean beneficiados y ganen competitividad a nivel global, como país y como región. De esta manera, es imposible dejar de lado la idea de integración regional energética.

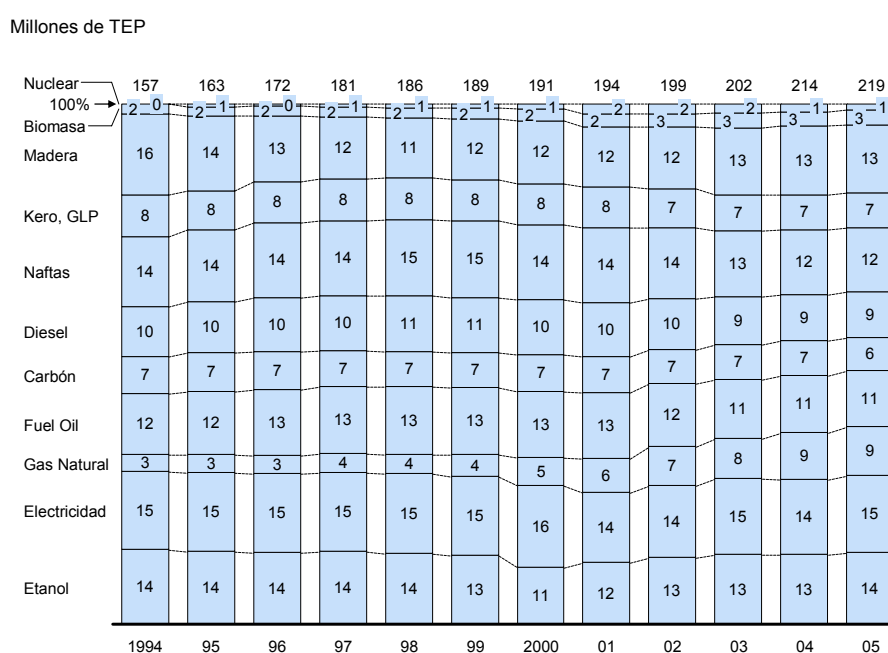
El autoabastecimiento y los bajos precios de los insumos son cada vez más difíciles de sostener en el tiempo. Si cada país actúa de forma independiente, buscando maximizar su propio beneficio, tarde o temprano sus ventajas competitivas se verán reducidas y perderá la posibilidad de competir en un mundo globalizado. En el caso de cooperar e integrarse regionalmente respecto a fuentes energéticas, siendo esta un costo fundamental de cualquier proceso productivo, toda la región se verá beneficiada y aumentará su atractivo y desarrollo económico.

ANEXO B: BRASIL

TENDENCIAS EN EL PASADO Y DRIVERS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

La matriz energética brasilera es una matriz muy diversificada. Esto quiere decir que la oferta total está conformada por muchas fuentes energéticas diferentes. Durante el período 1995-2005 la tendencia energética en Brasil muestra una alta penetración del etanol y de la energía hidroeléctrica como fuentes de energía. Como se puede ver en la figura B.1, el gas natural incrementó su penetración desde el 3% en el año 1996 hasta el 9% en el 2005, mientras que el fuel oil y el carbón perdieron terreno en los últimos 10 años, principalmente desplazados por el gas natural.

Finalmente la madera y la biomasa son fuentes muy importantes y entre ambas aportan aproximadamente el 16% de la oferta total de energía. Este *share* se mantuvo prácticamente sin cambios en los últimos años.

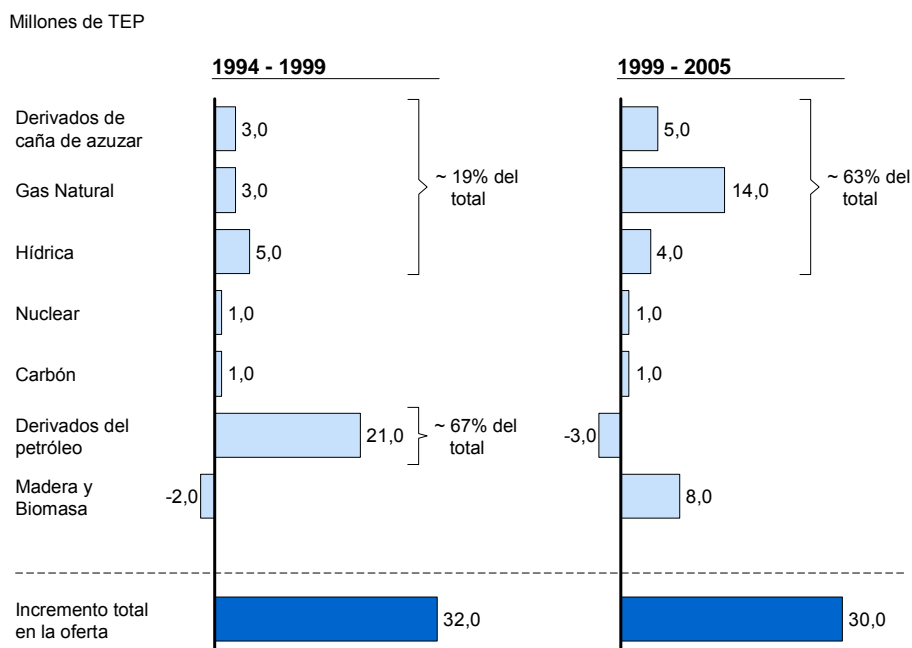


Fuente: Balanço Energético Nacional

Figura B.1 – Demanda total de energía

La demanda total de energía creció a un ritmo de 3% por año durante la última década. Durante el período 1994-2005, la demanda esta se incrementó en 62 millones de TEP. Este incremento en la demanda fue absorbido principalmente por el etanol y el gas natural.

En la figura B.2 se puede observar el incremento de la demanda energética para los períodos 1994-1999 y 1999-2005 y qué fuentes abastecieron al mercado. Claramente se reconoce un cambio de hábito en la utilización de combustibles, habiéndose este inclinado hacia el gas y el etanol en reemplazo de los derivados del petróleo. Otra fuente muy importante en la oferta energética fue la madera y la biomasa.



Fuente: Balanço Energético Nacional

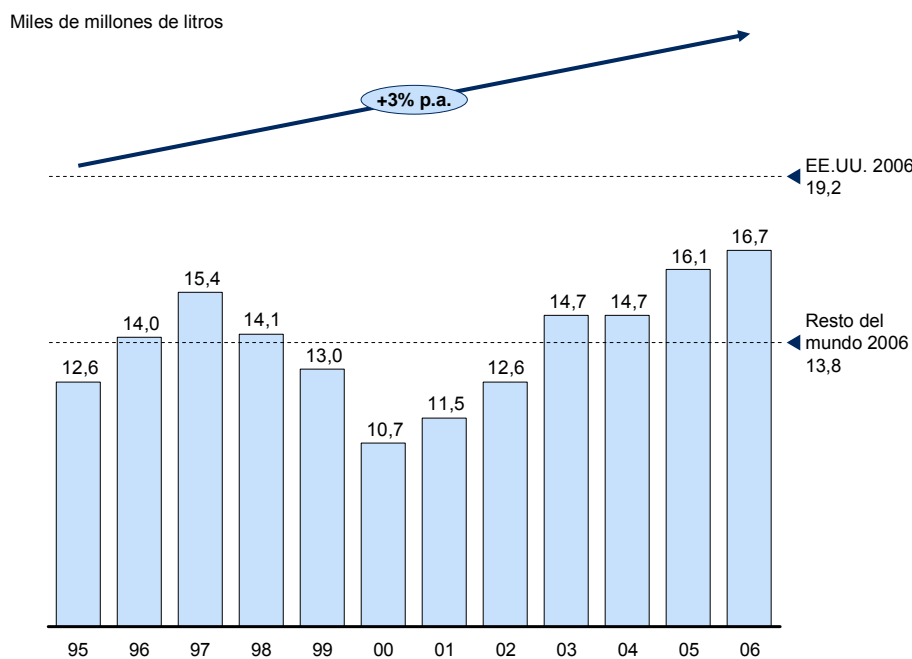
Figura B.2 – Incremento en la oferta de energía

Etanol

La producción de etanol en Brasil creció a una tasa anual de del 3% desde 1995, convirtiéndose de esta manera en el segundo productor del mundo detrás de los Estados Unidos.

La capacidad de generación en el 2006 era de 16,7 mil millones de litros mientras que la de Estados Unidos era de 19,2 mil millones de litros.

La evolución de la producción de etanol se puede ver en la figura B.3. El volumen producido se vio fuertemente afectado a partir del año 2000, a partir del cual el precio del barril de petróleo y las políticas de fomento del etanol estimularon las inversiones y la expansión de la capacidad productiva.



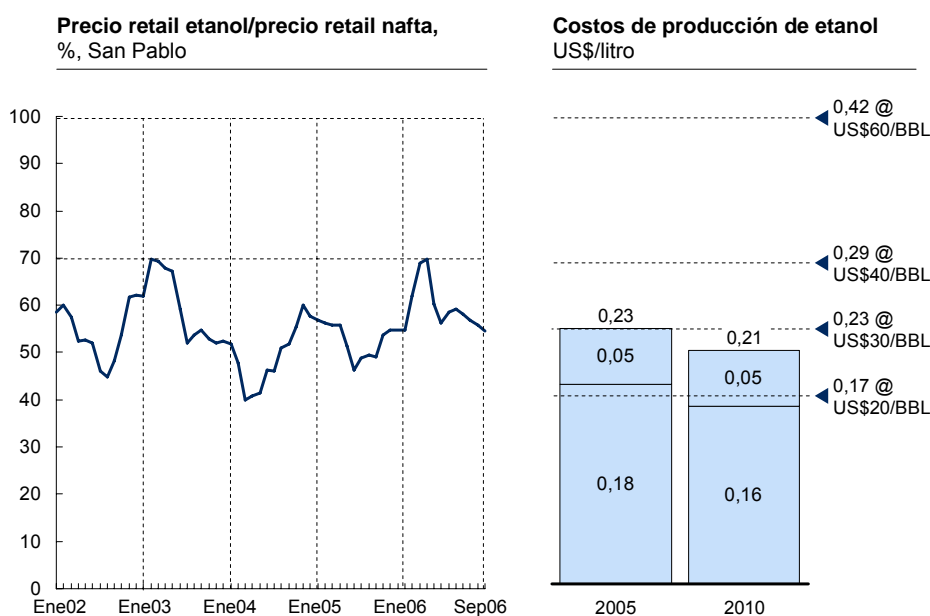
Fuente: F.O.Lichts, Cosan

Figura B.3 – Producción de etanol

Este incremento en la producción de etanol, se debe en parte a que el precio del mismo es relativamente inferior al combustible tradicional. Si bien la eficiencia del etanol como combustible de vehículos es inferior a la que tienen las naftas, ésta es compensada por precios que son como mínimo, un 30% menores (figura B.4).

Esta diferencia de precios existe debido a la diferencia en los costos de producción. Más aún, se espera que a futuro el costo de producción de etanol disminuya a través de una disminución en el costo de la materia prima. Esta baja se proyecta ya que en los últimos años, la productividad de las tierras fue creciendo. Actualmente la productividad de caña de azúcar alcanza las 74 toneladas por hectárea, mientras que la productividad promedio mundial es de apenas 59 toneladas por hectárea. Adicionalmente, el contenido de sacarosa es muy elevado en comparación con el contenido promedio de otras partes del mundo.

Desde el punto de vista de los costos de producción de naftas, la tendencia alcista del precio del petróleo hacen que la diferencia con el etanol sea todavía mayor, poniendo a este último en una clara posición de ventaja frente a los productos derivados del petróleo.



Fuente: Banco Mundial, Recopilaciones de artículos de prensa, ANP, NREL, Oil World

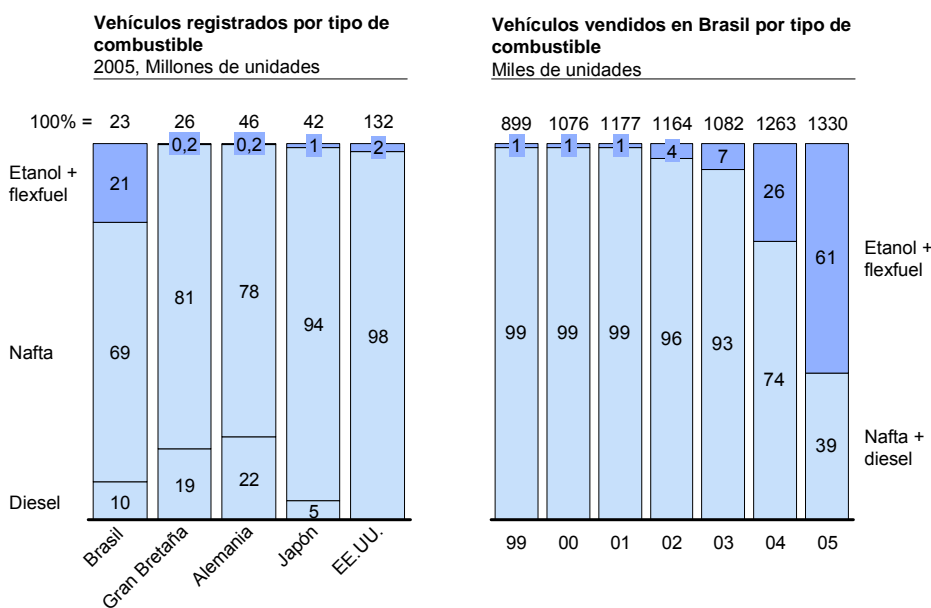
Figura B.4 – Precios de venta y costos de producción de etanol vs. nafta

La introducción de vehículos con motores capaces de utilizar combustibles con mezclas de etanol ha contribuido fuertemente al incremento en el consumo de etanol. Brasil es el país con mayor penetración de vehículos con motores “flexibles”, muy por delante del resto de los países del mundo.

Al mismo tiempo, de la totalidad de vehículos livianos vendidos, cada vez una mayor proporción corresponde a autos que pueden funcionar con mezcla de naftas más etanol o simplemente etanol puro. Como se puede observar en la figura B.5, ésta tendencia se aceleró fuertemente en los últimos años. A modo de referencia, en el año 2003 Volkswagen comenzó la comercialización de vehículos con motores de combustión interna “flexibles”

Se espera que en los próximos años se dejen de comercializar vehículos que funcionen íntegramente con naftas puras. Hoy en día, la flota de vehículos “flexibles” alcanza las dos millones de unidades, lo que representa aproximadamente el 10% de los autos de Brasil.

Millones de vehículos



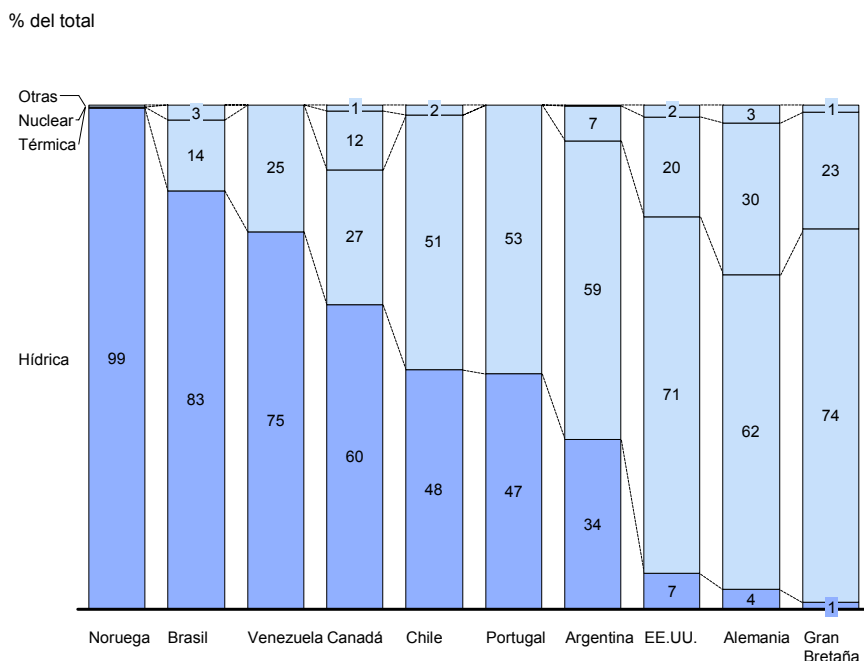
Fuente: Anfavea, Sindipeças, U.S. Annual Energy Outlook 2006, KBA, DFT, JANRE

Figura B.5 – Características y evolución del parque automotriz brasileiro

Finalmente el último impulsor de la demanda de etanol fue el gobierno. Brasil creó una política a través de la cual pretende depender lo menos posible de fuentes de energía no renovables. Una de las medidas que tomó para lograr esto e impulsar la utilización de etanol, fue la de obligar a adicionarle etanol a las naftas. Esta mezcla, debe hacerse en una proporción mínima, la cual ronda el 23%, por lo tanto, por cada litro de combustible que se vende, como mínimo 0,23 litros son de etanol.

Electricidad

Pasando al sector eléctrico, la capacidad de generación de Brasil esta sumamente concentrada en los recursos hídricos. Excepto por Noruega, cuya generación eléctrica esta abastecida en un 99% por recursos hídricos, Brasil muestra una concentración en este tipo de energía única en el mundo. La comparación entre Brasil y diferentes países del mundo se puede ver en el la figura B.6.

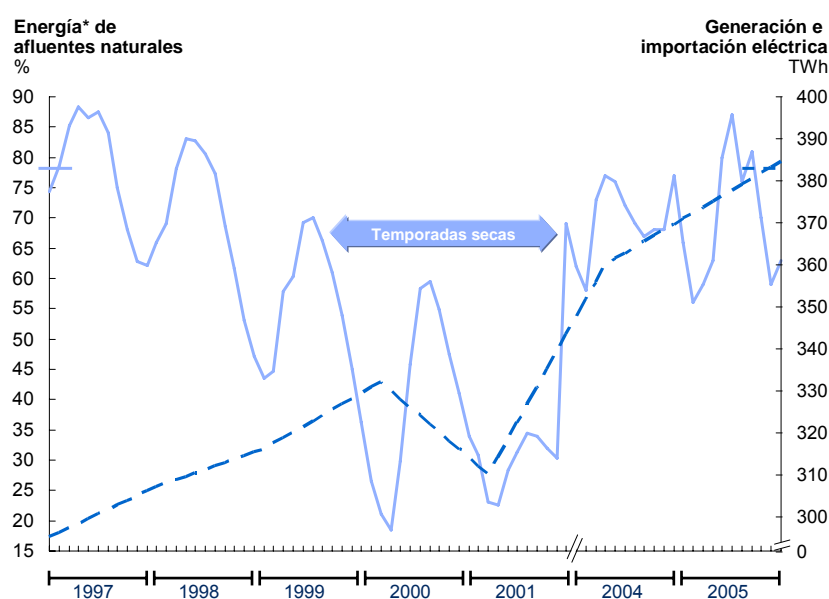


Fuente: Anuario Energético 2005, DOE 2003

Figura B.6 – Capacidad de generación eléctrica por fuente

Esta alta concentración en plantas hidroeléctricas genera un riesgo potencial, debido a lo dependientes que estas son de la lluvia y los caudales en los ríos. Frente a un período hidrológicamente seco, la generación de electricidad se ve fuertemente disminuida poniendo en peligro el abastecimiento y creando la posibilidad de que existan cortes de suministro.

Como se puede observar en la figura B.7, el período 2001-2002 fue un período de bajas precipitaciones, durante los cuales el caudal de los ríos se redujo notablemente haciendo que la generación eléctrica no fuera suficiente. Este hecho resultó en cortes debido a que el excedente de la demanda no se pudo mitigar con importaciones.



* Equivalente al nivel de agua en los reservorios
Fuente: ONS, Balanço Energético Nacional

Figura B.7 – Generación hidroeléctrica y su dependencia con los niveles de lluvia

Para poder revertir esta situación, Brasil debe realizar inversiones en nuevas plantas eléctricas que utilicen otra fuente primaria de energía de manera tal de diversificar los riesgos. Sin embargo, esta hecho no ocurrió en los últimos años, sino que por el contrario, las inversiones en generación de potencia disminuyeron notoriamente. Esto se debió principalmente a que el gobierno no contribuyó a fomentar inversiones. El marco regulatorio del mercado eléctrico perseguía objetivos conflictivos que desalentaban y hacían menos atractivo al sector.

Gas Natural

Finalmente, la fuente de energía que más creció en los últimos años en lo que a demanda se refiere fue el gas natural. Como se puede ver en la figura B.8, el consumo de gas natural en Brasil en los últimos 25 años se multiplicó casi por veinte. Comportamientos similares presentaron España y Chile con tasas de crecimiento anuales del 12% y 11% respectivamente. Esta velocidad de crecimiento comparada a otros países es mucho mayor, siendo la de estos últimos del 2-5% anual.

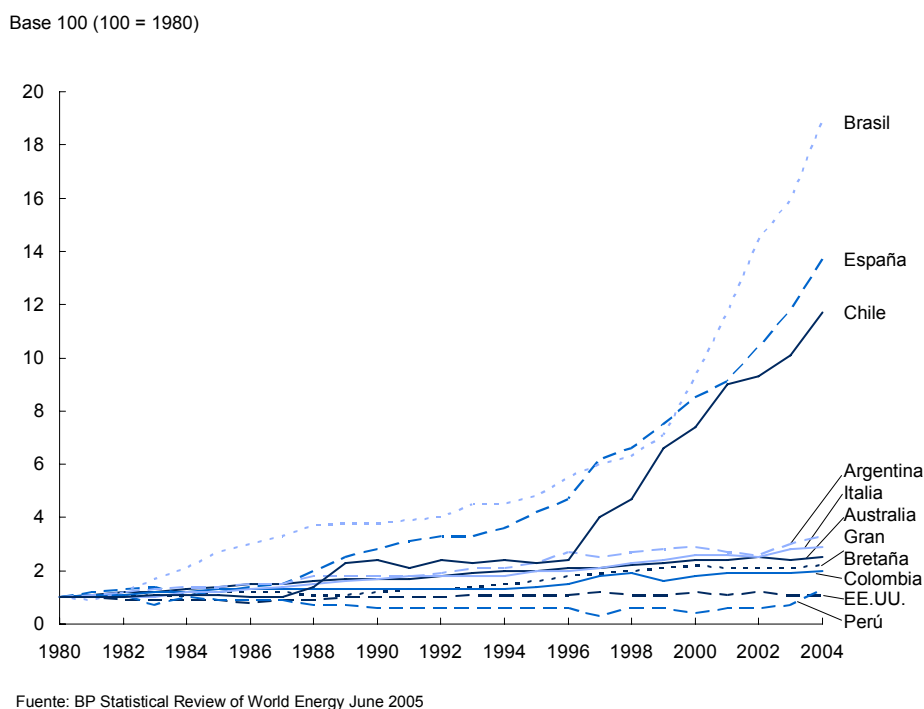
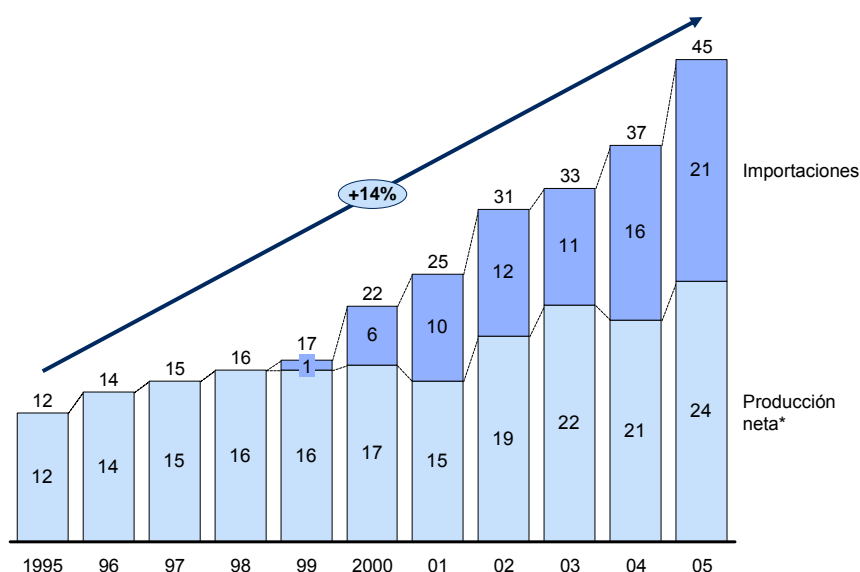


Figura B.8 – Evolución del consumo de gas natural por país

Este crecimiento se debe a la posibilidad de Brasil de importar gas de países del cono sur. Las importaciones crecieron entre el año 2000 y el año 2005 a una tasa de aproximadamente el 30% por año, representando para este último año casi el 50% de la oferta total (figura B.9).

Los países proveedores de gas natural son principalmente Argentina y Bolivia debido a la alta disponibilidad que tienen de gas y al bajo precio de comercialización del mismo. Sin embargo, debido a la inestabilidad política de Bolivia y al desabastecimiento de gas en Argentina, la disponibilidad a futuro de gas natural en Brasil se puede ver afectada. De parte de Bolivia, factores que pueden afectar la importación desde este país en cuanto a volumen y precio son la nacionalización de las reservas y activos productivos, el incremento de regalías y la renegociación de contratos de exportación. Respecto a Argentina, las principales fuentes de riesgo son la declinación de las reservas y la producción, los extremadamente bajos precios del gas en boca de pozo limitan la exploración y utilización de nuevas tecnologías y los cortes a la exportación para priorizar el abastecimiento del mercado doméstico.

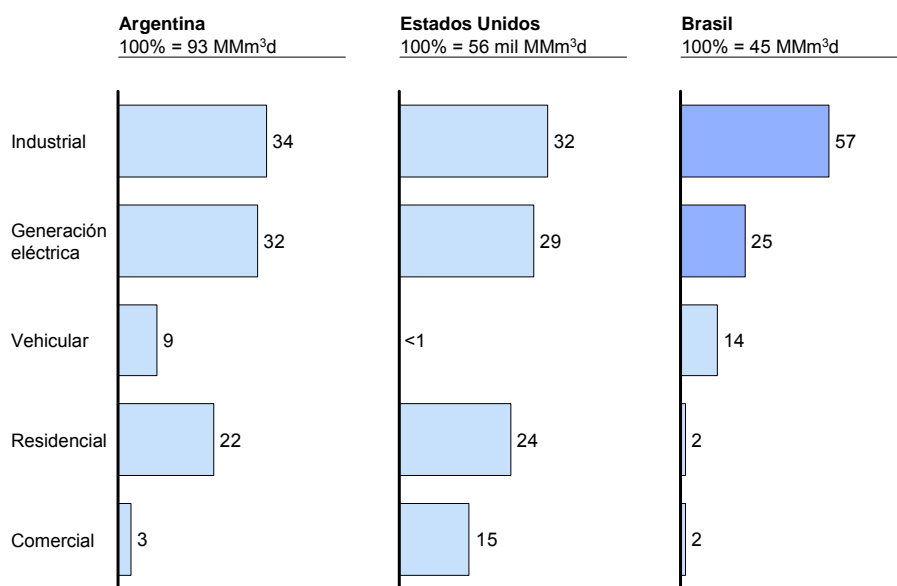
Millones de m³ por día

* Producción neta de pérdidas y re-inyecciones
Fuente: Balanço Energético Nacional

Figura B.9 – Consumo final de gas natural según su origen

Llegado al caso de que no ocurran inconvenientes en el abastecimiento desde el exterior, un punto muy importante a tener en cuenta serán las inversiones necesarias en ampliación y expansión de la red de transporte y distribución. Según estimaciones de Petrobrás, el consumo final de gas natural en el año 2010 será de aproximadamente 120 millones de metros cúbicos por día. De darse esta situación, serán necesarias obras para extender en 12.000 kilómetros la red de transporte y en 6.000 kilómetros la red de distribución, totalizando inversiones de entre 20 y 27 mil millones de dólares.

Desde el punto de vista de la demanda, los sectores que impulsan el uso de gas natural son principalmente el sector industrial y el de generación termoeléctrica. La figura B.10 muestra el consumo de gas natural por sector para el año 2005. En este gráfico se puede observar que el consumo residencial y comercial es muy bajo en comparación a otros países. Esto se debe principalmente a la limitada red de distribución y al clima extremadamente cálido, haciendo que estos dos sectores sean sectores con limitado potencial de crecimiento.



Fuente: ENARGAS, EIA, Balanço Energético Nacional

Figura B.10 – Consumo de gas natural por país y por sector, 2005

La industria es el *driver* principal que conduce el crecimiento en la demanda de gas. Para que la penetración del gas natural en la industria siga creciendo, este debe atravesar futuras barreras. Estas barreras son respecto al acceso al gas, a los costos de conversión y al costo del gas versus otras fuentes de energía.

Hoy en día la red de distribución brasilera es limitada en ciertos estados, haciendo que el gas sea un producto difícil de acceder. Al mismo tiempo, las compañías distribuidoras se encuentran muy enfocadas en grandes consumidores, dejando de lado a muchas pequeñas industrias.

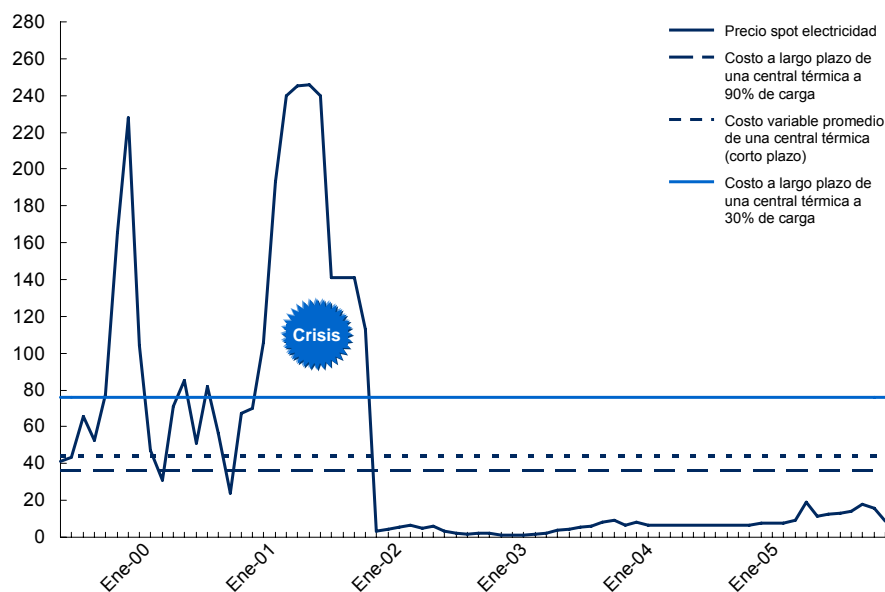
Para que las industrias puedan hacer uso de gas natural, deben convertir sus instalaciones para poder utilizar este combustible en reemplazo de aquel que usaban cotidianamente. Estas inversiones necesarias para realizar la conversión son significativamente importantes en relación al consumo promedio de gas.

Finalmente, desde el punto de vista de los costos el gas natural no es una fuente de energía competitiva en determinados sectores si se la compara con otras fuentes como por ejemplo la biomasa.

Otro sector que impulsó el consumo de gas natural fue el sector de generación termoeléctrico. Si bien a estas plantas se las construyó para disminuir la dependencia de los recursos hídricos, el gran punto en contra que estas presentan es el costo de generación mayor frente a las plantas hidroeléctricas.

En la figura B.11 se puede observar la evolución del precio *spot* de la electricidad y los costos de producción de energía eléctrica de plantas térmicas a distintos factores de carga.

Precio de la electricidad



Fuente: ONS

Figura B.11 – Evolución del precio de la electricidad vs. costos de producción de plantas térmicas

Claramente el precio spot es inferior al costo de producción de una planta termoeléctrica. Debido a esto, el despacho de electricidad de este tipo de plantas es muy limitado. De este gráfico también se puede destacar el pico que sufrió el precio durante el año 2001. Esto se debió a la escasez de recursos hídricos que restringieron la oferta eléctrica y la consecuente alza en los precios.

POTENCIALES ESCENARIOS A FUTURO

La demanda de energía se estimó mediante un modelo de regresión lineal, en el cual la demanda se proyecta a través del PBI del país y el tamaño de la población. Para el caso de Brasil, esta regresión tiene un R2 de 0,99 lo que indica una fortísima relación entre las variables.

En la figura B.12 se puede observar la evolución histórica del consumo energético como así también la demanda proyectada a futuro. Al mismo tiempo se graficó una proyección del EPE (Empresa de Pesquisa Energética) y como se ve, ambas son similares.

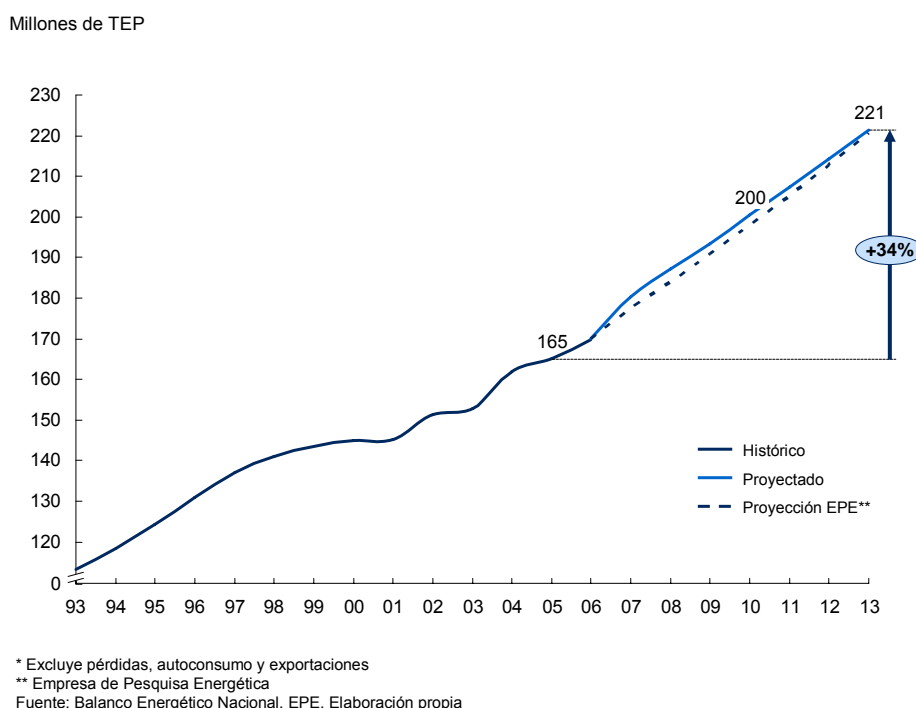


Figura B.12 – Demanda de energía* proyectada

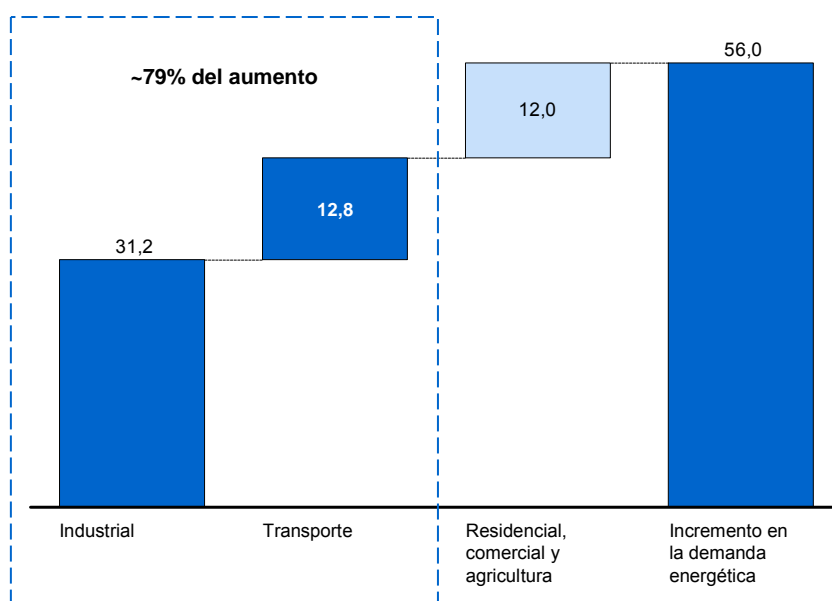
Para el año 2013, se espera que la demanda de energía crezca en un 34% y alcance un valor de 221 millones de TEP. Esto es equivalente a que el consumo energético crezca a una tasa aproximada de 3,9% por año hasta el 2013.

Al igual que Argentina, se espera que más de la mitad del aumento se produzca en el período 2007-2010. Para éste último año, la demanda total habrá aumentado en 35 millones de TEP, totalizando un consumo final de 200 millones de TEP.

El aumento en el consumo será la suma del aumento en la demanda de cada sector en particular. Los sectores más representativos en Brasil son el sector residencial, comercial, público, agropecuario, de transporte e industrial. De acuerdo al comportamiento histórico de cada uno de estos segmentos como a distintas proyecciones, se puede concluir que los sectores que más incrementarán su consumo serán el sector industrial y el de transporte.

En la figura B.13 se puede observar el incremento en la demanda total de energía y la distribución entre los distintos sectores.

Millones de TEP



Fuente: Elaboración propia

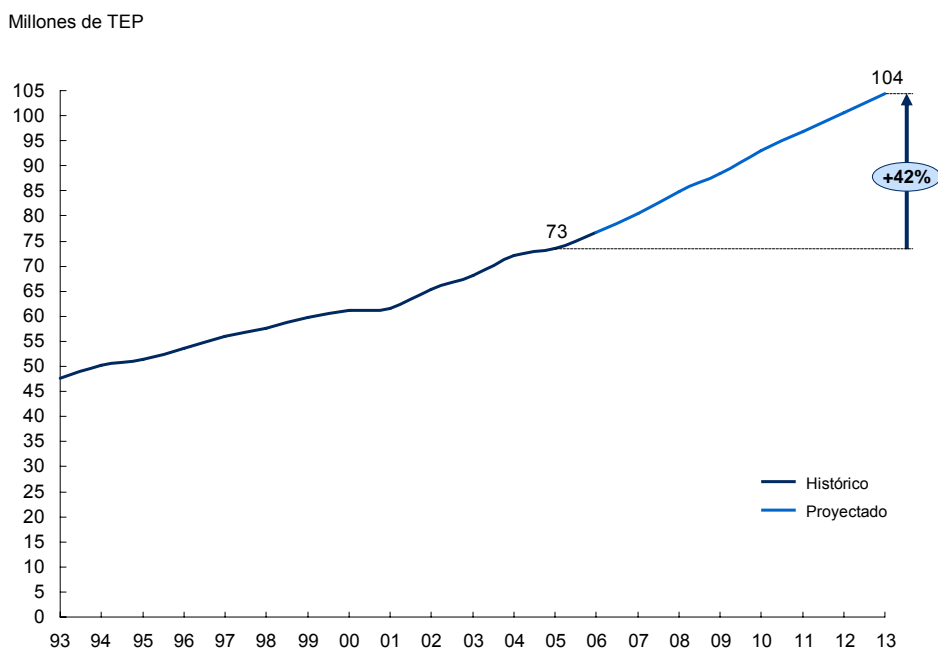
Figura B.13 – Incremento en la demanda de energía por sector 2005 – 2013

Sector industrial

El sector industrial de manera independiente, será el responsable por más del 50% del aumento de la demanda en el futuro. La actividad industrial, como también así su consumo energético, están fuertemente relacionados con el PBI.

Para la proyección de la demanda energética del sector industrial, se utilizó una regresión lineal cuya variable independiente es el PBI. El coeficiente de correlación R^2 tiene un valor de 0,98.

En la figura B.14 se observa el comportamiento histórico y la proyección a futuro de la demanda energética del sector industrial.

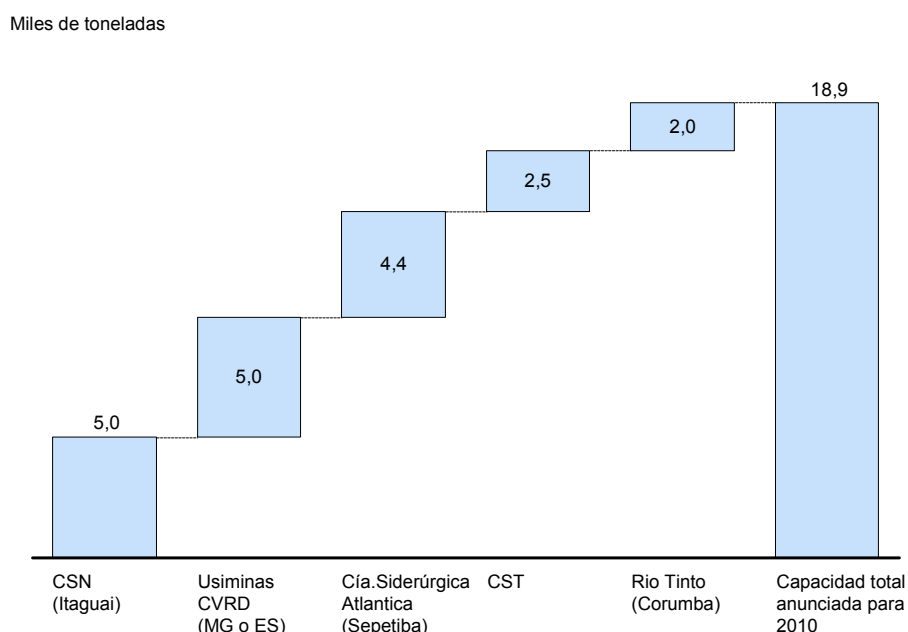


Fuente: Balanço Energético Nacional, Elaboración propia

Figura B.14 – Proyección de demanda energética del sector industrial

Si analizamos los diferentes rubros del sector industrial, se observa que el sector metalúrgico junto con el sector de alimentos y bebidas demandan el 50% de la energía total consumida por la industria. Se cree que el incremento en el consumo de energía será causado principalmente por la demanda de acero, alimentos y bebidas. Respecto a las fuentes demandadas, se espera que éstas sean principalmente electricidad y gas natural, dejando de lado el consumo de fuel oil.

Respecto al sector metalúrgico, el crecimiento en la demanda de energía será debido al incremento en la capacidad productiva del sector. Como se puede observar en la figura B.15, los anuncios de expansiones proyectan totalizar para el año 2010 un incremento en la capacidad productiva de 18,9 mil toneladas. Tan solo debido a estas implementaciones, se espera que el consumo de energía aumente en 3-4 millones de TEP.



Fuente: SBB, Metal Bulletin, Recopilación de artículos de prensa

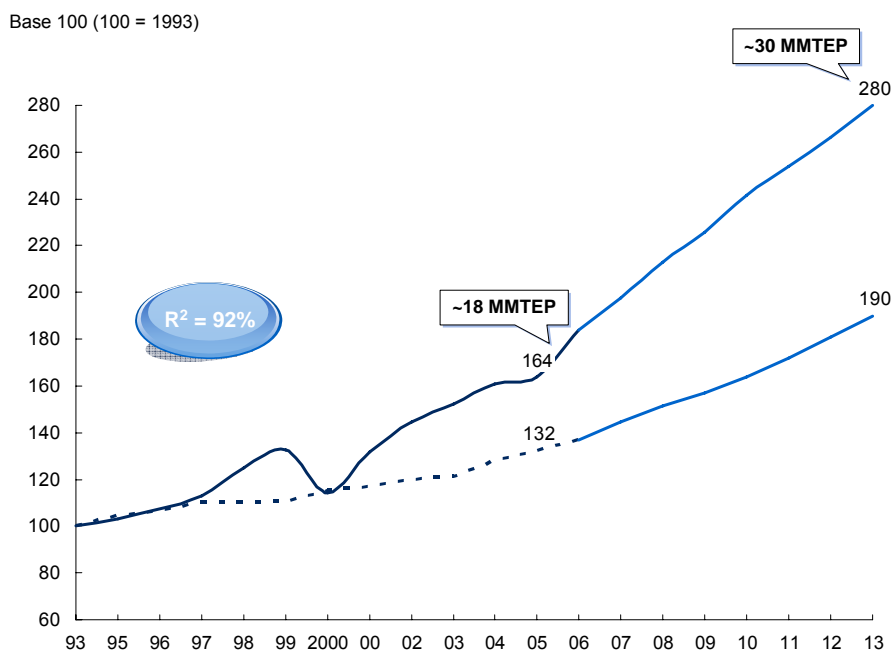
Figura B.15 – Expansión proyectada de la capacidad productiva del sector metalúrgico

El consumo de alimentos y bebidas también se encuentra fuertemente ligado al escenario económico de un país, por lo que el consumo de este sector se puede proyectar a través de éste indicador macroeconómico.

Debido a que las perspectivas de Brasil esperan un crecimiento sostenido y un incremento en su producto bruto interno, se puede concluir con que la demanda de alimentos y bebidas seguirá esta misma tendencia, haciendo que las industrias de este sector demanden más energía.

Como se puede observar en la figura B.16, se espera que la industria de bebidas y alimentos aumente su consumo energético, alcanzando en el año 2013 una demanda final de aproximadamente 30 millones de TEP.

Cabe aclarar, que la regresión utilizada para proyectar la demanda tiene un coeficiente de correlación del 92%.



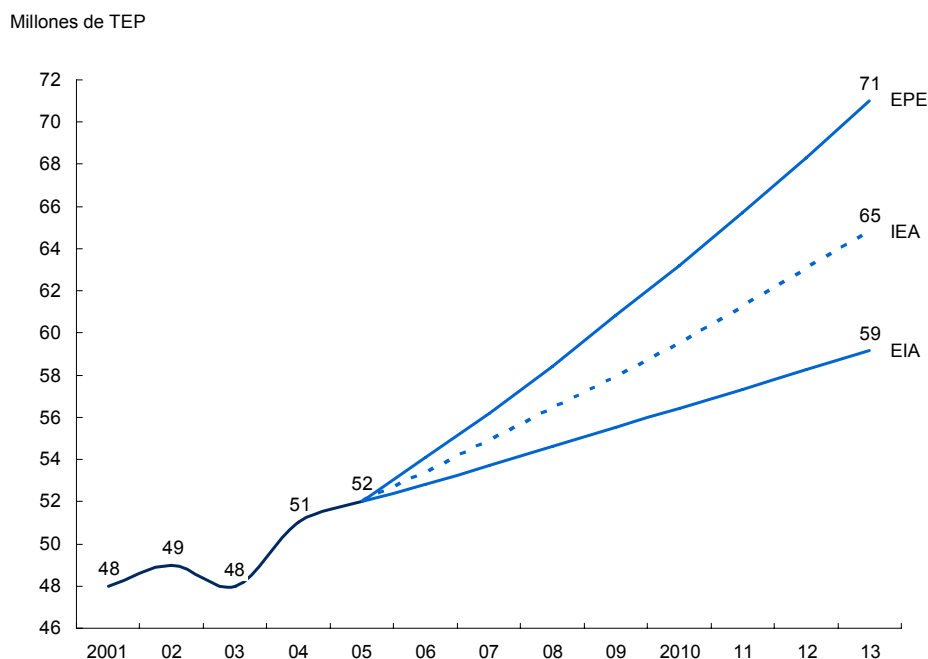
Fuente: Balanço Energético Nacional, Elaboración propia

Figura B.16 – Proyección de demanda energética del sector de alimentos y bebidas

Sector de Transporte

El segundo sector en importancia respecto al incremento de la demanda será el sector de transporte. El consumo energético de este sector está directamente relacionado con el tamaño del parque automotor, y en el año 2005 fue de 52 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

De acuerdo a proyecciones de EPE (Empresa de Pesquisa Energética), IEA (Internacional Energy Agency) y EIA (Energy Intelligence Agency), se espera que el consumo energético del sector transporte para el año 2013 crezca entre el 13% y 37%, lo que significa que crecerá a un ritmo de entre 1,6% y 4% por año. A modo de seguridad, se toma como más representativa la proyección del IEA, ya que arroja un valor medio entre las tres. De esta manera, el consumo energético del sector de transporte en el año 2013 será de 65 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Las distintas proyecciones pueden observarse en la figura B.17.



Fuente: Balanço Energético Nacional, EPE, IEA, EIA

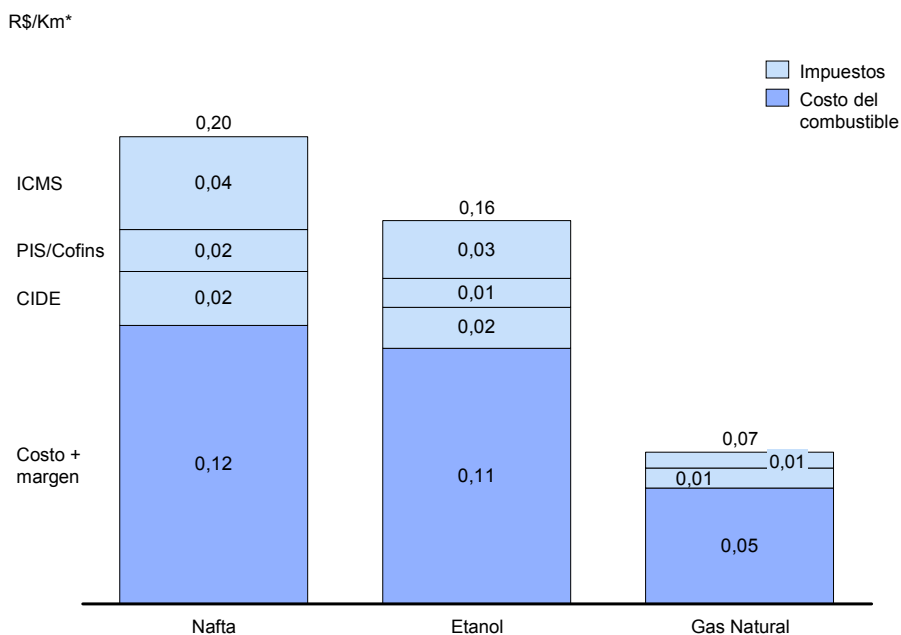
Figura B.17 – Proyección de demanda energética del sector de transporte

De acuerdo al tipo de combustible demandado, se espera que la fuente principal continúe siendo el Diesel. En el año 2005, el diesel representó el 51% de la demanda de energía para transporte, seguido por las naftas y el etanol que abarcaron el 26% y 13% respectivamente. El 10% restante, se dividió entre el gas natural (3%) y el kerosene y fuel oil (7%).

En lo que a tendencias en el pasado y proyecciones a futuro se refiere, se puede decir que el diesel continuará siendo la fuente principal de energía de este sector y abarcará aproximadamente el 50% de la demanda. Respecto al etanol, se cree que continuará su penetración, sustituyendo a las naftas debido a su relativo bajo costo, y alcanzando un *share* en el futuro que rondará entre el 15-20%.

Un combustible que está apareciendo en escena, es el gas natural. Se espera que esta fuente de energía crezca rápidamente y alcance en los próximos años una contribución de aproximadamente el 5% de la energía total del sector de transporte. Cabe aclarar que para que esto sea posible, debe asegurarse el abastecimiento de gas natural desde los distintos países de la región.

Debido al efecto de penetración del etanol junto con el del gas natural, se proyecta que las naftas perderán terreno dentro del campo de los combustibles para el transporte. Esto se debe principalmente a una diferencia de costos en comparación a combustibles alternativos. Esta diferencia puede verse con claridad en la figura B.18.



* Promedio de la ciudad de San Pablo
 Fuente: Recopilación de artículos de prensa, Elaboración propia

Figura B.18 – Costo final al consumidor según tipo de combustible

Como se puede observar, el costo del etanol es aproximadamente un 20% menor a la nafta. Este ahorro es aún mayor si se compara la nafta tradicional con el gas natural. El punto en contra del uso de gas natural en los vehículos, es que debido a los altos costos de conversión, el período de repago es de aproximadamente 2 años.

Del lado de la oferta energética, el gas natural, la electricidad y los combustibles para el sector de transporte serán las fuentes claves para hacer frente al incremento de la demanda. La demanda de energía aumentará en 56 millones de TEP hasta el 2013 y aproximadamente el 50% de este incremento será soportado por las fuentes anteriormente mencionadas.

En la figura B.19 se puede observar el incremento total de la demanda de energía y las fuentes que incrementarán su oferta para poder satisfacerla.

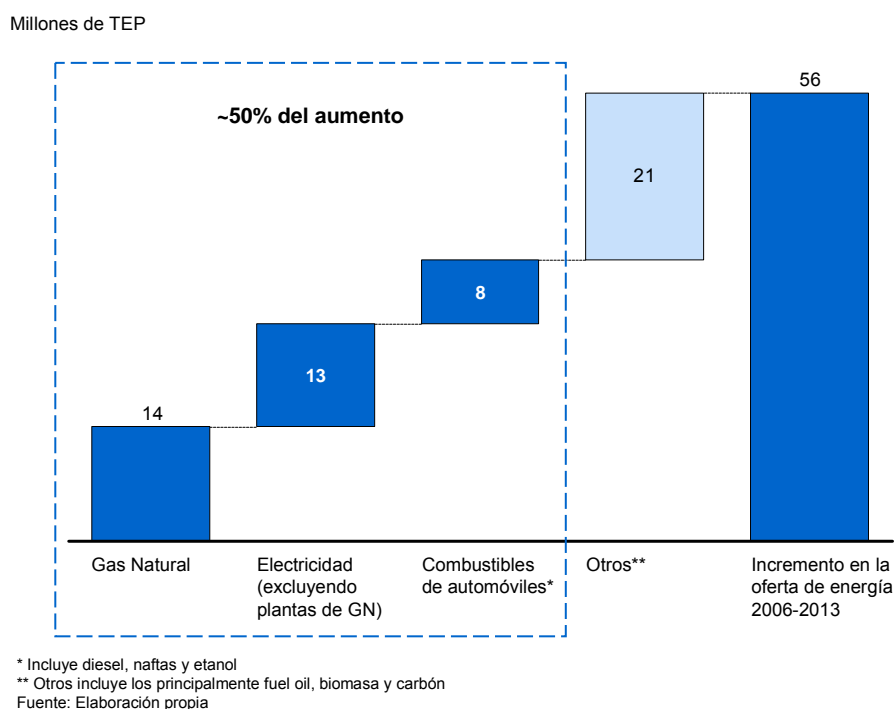


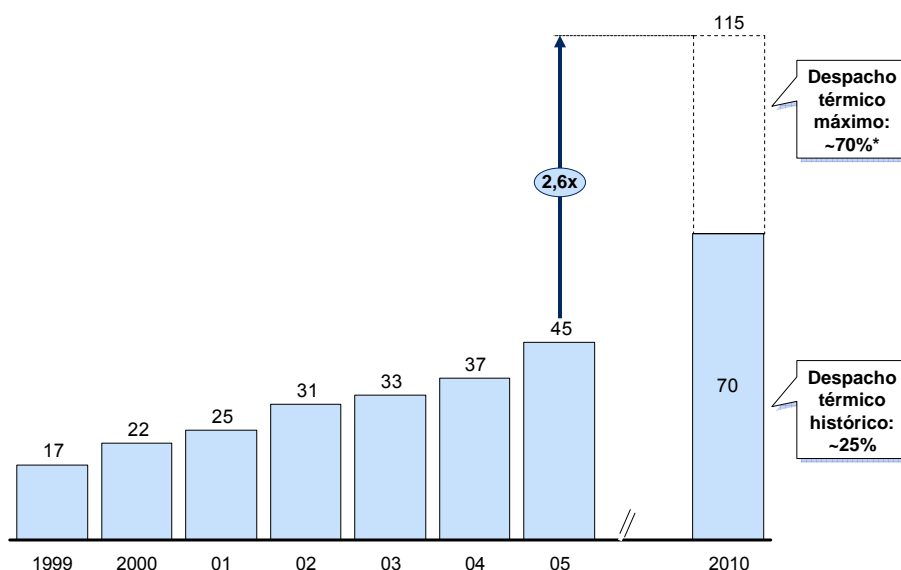
Figura B.19 – Incremento en la oferta de energía por fuente 2006 - 2013

Gas Natural

La principal fuente de energía que incrementará su oferta en el futuro será el gas natural. Este incremento se deberá básicamente a la puesta en funcionamiento de plantas termoeléctricas. El objetivo de la creación de estas plantas es el de reducir el riesgo que implica la dependencia de la generación hídrica. Otra fuente de incremento de la demanda de gas serán las industrias, ya que actualmente muchas de estas están atravesando un período de conversión pasando de combustibles tradicionales como el gasoil, fuel oil o kerosene a la utilización de gas natural.

El volumen de gas natural demandado en los próximos años fluctuará de acuerdo a la evolución del sector de generación eléctrica y al nivel de despacho de las plantas termoeléctricas. En la figura B.20 se puede observar la evolución y proyección de consumo final de gas natural en Brasil.

Millones de m³ por día



* Asume una caída en la generación hidroeléctrica de 10%. La crisis energética 2000-1 resultó en una caída del 12%
 Fuente: Balanço Energético Nacional, Elaboración propia

Figura B.20 – Consumo final de gas natural (incluye todos los sectores)

Como se puede observar, existe un gran rango de variabilidad en la proyección de consumo de gas. Esto se debe a que la demanda está altamente influenciada por la capacidad de generación hidroeléctrica. El nivel de despacho histórico de las plantas térmicas es de 25%, pero llegado al caso de que exista una crisis como la del 2001-02, el nivel de despacho de las plantas termoeléctricas alcanzará el 70% y el consumo de gas natural se verá incrementado, llegando a alcanzar valores aún mayores que 2,5 veces el consumo del año 2005.

Este incremento en el consumo requerirá diversificar las fuentes de abastecimiento para poder asegurar la provisión de gas natural. La oferta de gas para el año 2005-06 fue de aproximadamente 45 millones de metros cúbicos e incluía producción local e importación. Se cree que para el año 2010 se puede alcanzar una oferta máxima de 120 millones de metros cúbicos por día a través de nuevas producciones domésticas, importaciones adicionales e importaciones de gas licuado.

En la figura B.21 se muestra la oferta para el año 2005-06 y las distintas fuentes de abastecimiento adicionales que serán necesarias para cumplir con la demanda en el año 2010.

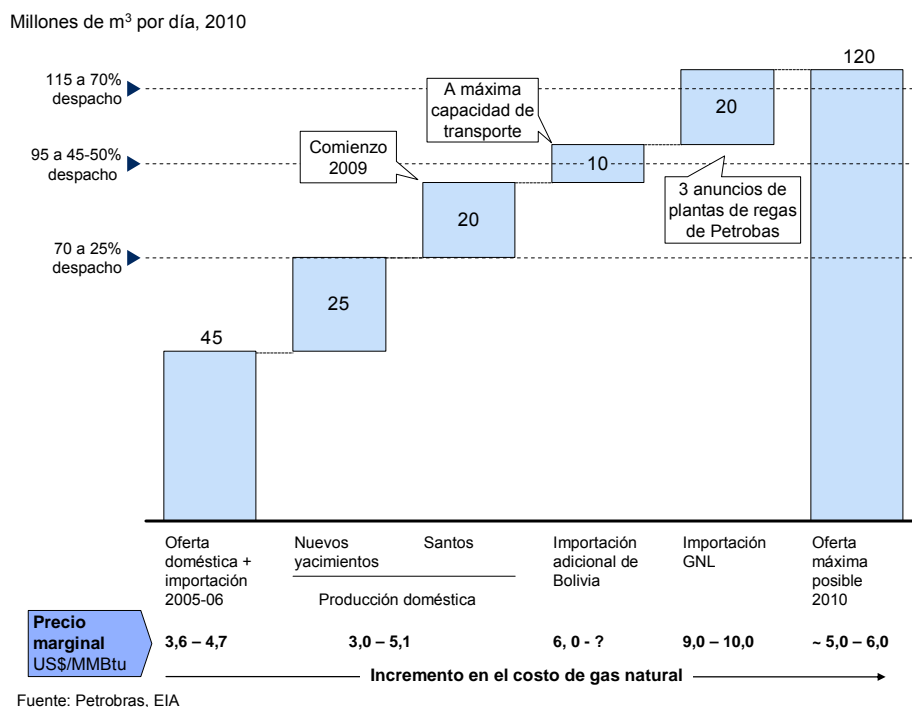


Figura B.21 – Oferta de gas natural

Cómo se puede observar en el gráfico anterior, a medida que se adicionan fuentes de abastecimiento de gas, el costo marginal es cada vez mayor. Este incremento en los costos se traduce en un precio promedio potencial de entre 5 y 6 dólares el millón de BTU. Debido a que gran parte del gas es utilizado para la generación eléctrica, los costos de generación serán mayores y el precio de la electricidad se espera que aumente.

Se cree que la demanda en 2010 puede alcanzar los 115 millones de metros cúbicos por día, poniendo a la oferta casi al 100% de capacidad. Este riesgo es aún mayor, si se piensa que la diversificación en gas licuado puede ser muy difícil de concretar debido a la altísima demanda de Estados Unidos y Europa.

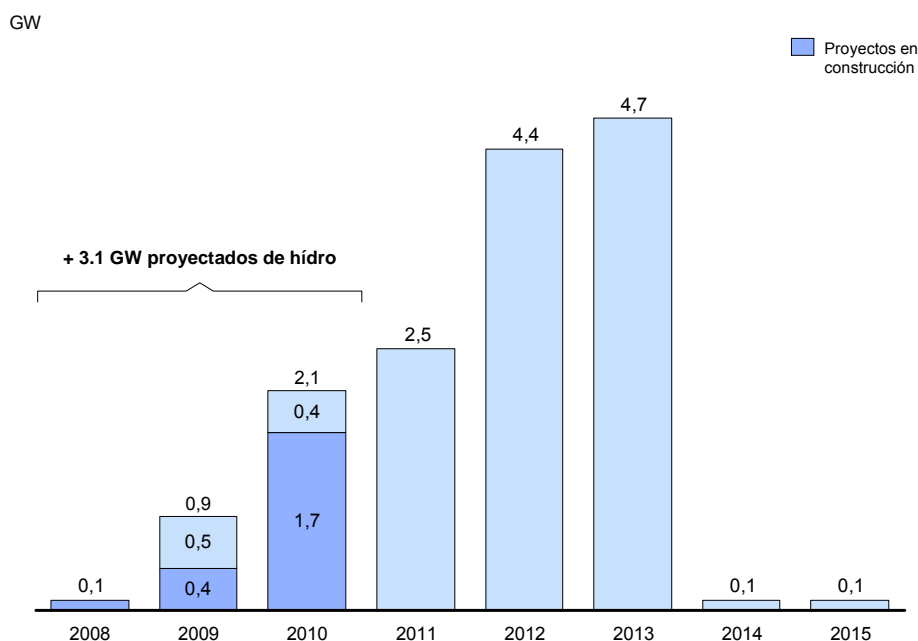
Un aspecto muy importante para que la utilización del gas pueda crecer como esta proyectado, es el que respecta a infraestructura. Si bien dentro del sector de exploración y producción las reglas regulatorias están medianamente bien definidas y claras, no ocurre lo mismo en el sector de transporte. En este sector, es común la falta de regulación y reglas que fomenten la inversión en infraestructura.

Electricidad

La electricidad es la segunda fuente de energía en importancia respecto al incremento en la oferta a futuro. Se estima que la demanda agregada de energía crezca a una tasa aproximada de 5,3% por año hasta 2010. Según proyecciones del EIA y EPE, el consumo eléctrico para ese año será de 54 gigawatts. De darse esta situación, serán necesarios 12 gigawatts adicionales para poder hacer frente al consumo.

A pesar de las adiciones proyectadas al sistema hidroeléctrico, éstas no serán suficientes para satisfacer la demanda futura. Actualmente se encuentran en construcción obras hídricas que expandirán la capacidad de generación en aproximadamente 3,1 GW, siendo necesarios 8,9 GW provenientes de plantas termoeléctricas.

El plan de expansión de la capacidad hidroeléctrica se muestra a continuación en la figura B.22.



Fuente: Plano decenal de expansão de energia elétrica, EPE

Figura B.22 – Incremento proyectado de la capacidad hidroeléctrica nominal

Adicionalmente, después del año 2010 es posible que haya falta de capacidad debido a que proyectos como Estreito (2010), Santo Antônio (2012), Jirau (2012) y Belo Monte (2013) se encuentran demorados a causa de distintas razones como por ejemplo construcciones congeladas debido a fallos judiciales, licencias ambientales no aprobadas y licitaciones aún no lanzadas.

Para poder abastecer la demanda de electricidad, será necesaria la puesta en funcionamiento de plantas termoeléctricas que utilicen como combustible gas natural. Debido a que estas tienen un costo de producción mayor a las represas hidroeléctricas, este nuevo tipo de generación conducirá a los precios de la electricidad hacia mayores niveles.

Como se puede ver en la figura B.23, de acuerdo a la curva de costos de la generación eléctrica y las demandas proyectadas a futuro, se espera que el valor de la electricidad en Brasil pase de 90-95 R\$/MWh a 150-170 R\$/MWh.

Se cree que este incremento puede ser aún mayor en el caso de que la economía brasilera crezca a mayor velocidad que la proyectada, aumentando de esta manera aún más la demanda de electricidad.

Otro factor a tener siempre en cuenta es la dependencia que existe de factores naturales como son las lluvias. En el caso de que ocurran períodos de bajas precipitaciones y la red de generación hidroeléctrica trabaje de manera reducida, pueden existir picos en los precios de la electricidad capaces de alcanzar los 300 R\$/MWh.

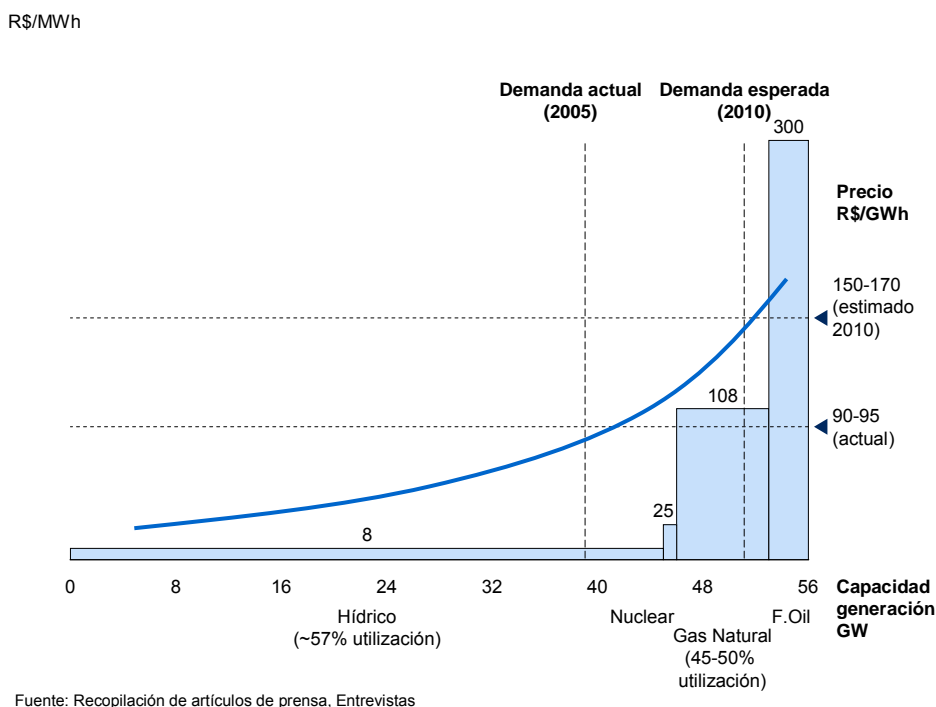


Figura B.23 – Curva de costos de la generación eléctrica

Combustibles

Finalmente, la tercera fuente de energía en importancia serán los combustibles destinados al transporte. Estos son, el diesel, las naftas y el etanol.

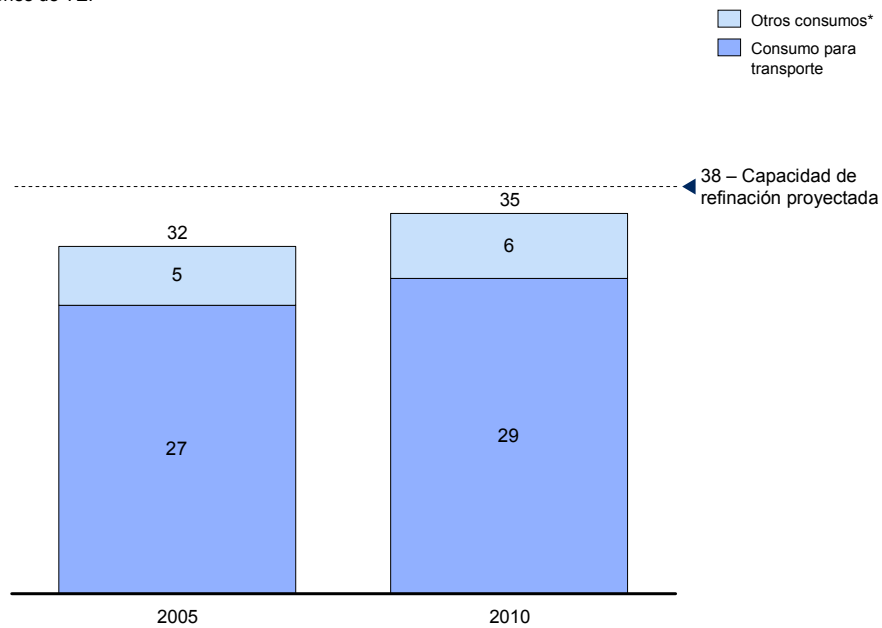
Según proyecciones de la Empresa de Pesquisa Energética, el etanol continuará su penetración en el mercado brasileiro desplazando el uso de la nafta tradicional. Se espera que los autos capaces de funcionar con combustibles flexibles, circulen en un futuro puramente con etanol.

De acuerdo a esta situación, se espera que el consumo de naftas disminuya para el año 2010 a 10 millones de TEP (considerando una mezcla obligatoria de etanol del 23%). En el caso de que la mezcla obligatoria sea del 13% (valor mínimo histórico), el consumo de naftas será de 12 millones de TEP, lo que también representa una caída en el consumo si lo comparamos con los 14 millones de TEP que se consumieron en el año 2005.

Esta situación de disminución de consumo de naftas traerá aparejado un excedente en las naftas que se incrementará en 4 millones de TEP.

Por el contrario, se espera que la utilización de diesel sea cada vez mayor y que para el año 2010 se demanden aproximadamente 35 millones de TEP. Teniendo en cuenta que la capacidad de refinación de diesel es de aproximadamente 38 millones de TEP, Brasil se encontrará en una situación en la cual tendrá que incrementar sus importaciones para poder suplir las fluctuaciones de la demanda (figura B.24).

Millones de TEP



Fuente: EPE

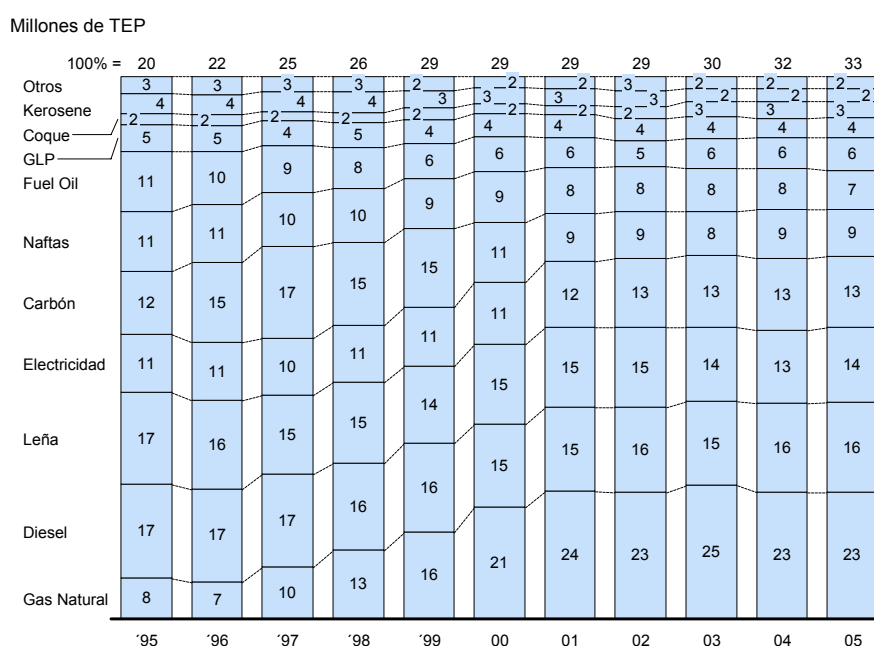
Figura B.24 – Consumo de diesel y capacidad de producción

ANEXO C: CHILE

TENDENCIAS EN EL PASADO Y DRIVERS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

La demanda total de energía en Chile creció durante el período 1995-2005 a una tasa promedio aproximada de 5% por año. Este aumento fue conducido principalmente por el sector de generación eléctrica, la industria y minería.

Respecto a la matriz energética chilena, la misma se puede observar en la figura C.1. Como se ve, esta se encuentra bastante diversificada respecto a las fuentes de energía que la componen y se encuentra en una situación intermedia entre Argentina (muy concentrada) y Brasil (altamente diversificada).



Fuente: Comisión Nacional de Energía

Figura C.1 – Demanda total de energía

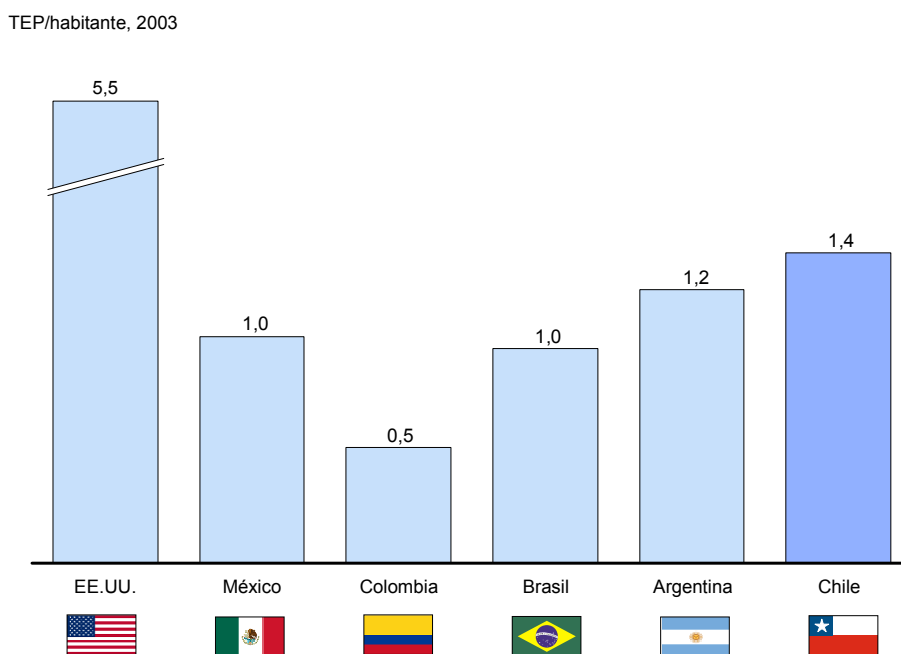
La tendencia en los últimos años muestra una mayor penetración de la demanda de gas natural, alcanzando en el año 2005 un 23% del consumo total de energía. Esta misma tendencia presenta el consumo de electricidad que pasó de tener un *share* del 11% en el año 1995 a uno de 14% diez años después.

La utilización de la leña parecería estar perdiendo terreno en la matriz energética mientras que el diesel se mantuvo prácticamente constante durante todo el período.

El gas natural, el diesel y la electricidad de manera conjunta son los responsables por el 52% de la oferta total de energía en Chile.

El mayor crecimiento que presentó la demanda de energía en Chile durante el período 1995-2005 en comparación a Brasil y Argentina (aproximadamente 3% anual) se debe principalmente a un producto bruto interno per cápita alto que fomenta el uso de distintos tipos de energía. Debido a esta situación, hoy en día Chile presenta el mayor consumo energético per cápita de Latinoamérica y alcanza aproximadamente 1,4

toneladas equivalentes de petróleo por habitante por año. Esta comparación se puede observar en la figura C.2.

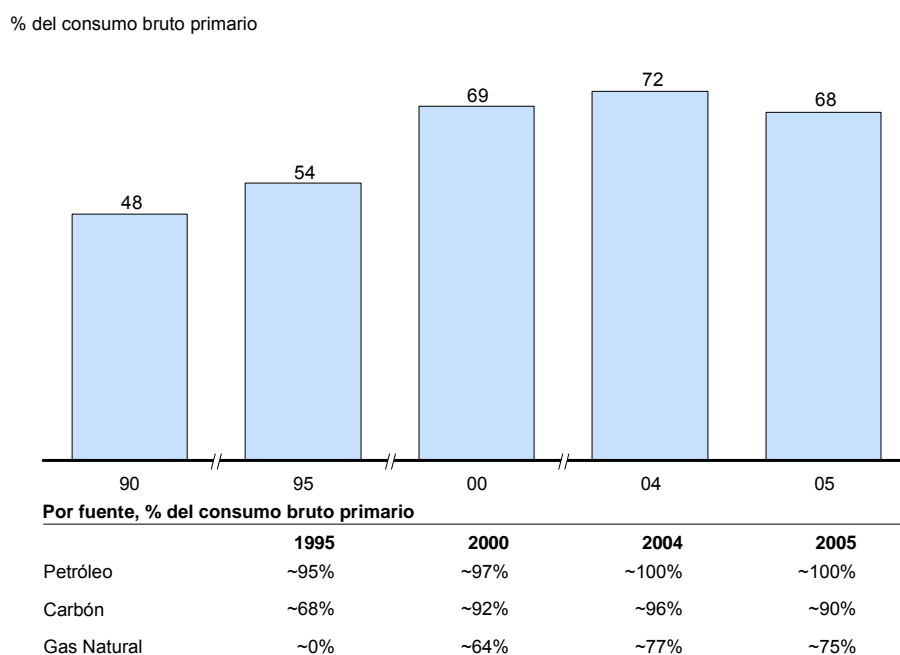


Fuente: IMD, Comisión Nacional de Energía

Figura C.2 – Consumo final de energía per capita

Si bien la matriz energética chilena se encuentra altamente diversificada respecto a las distintas fuentes de energía, no es la misma la situación respecto al origen de estas fuentes. En el año 2005, las importaciones de energía representaron aproximadamente el 68% del consumo bruto primario. Esta proporción a lo largo del tiempo fue creciendo y según proyecciones, se espera que las importaciones representen el 75% del consumo bruto en el año 2010. Esta situación se incrementa aún más a futuro y para el año 2030 está proyectado que las fuentes provengan desde el exterior en más del 80%.

La evolución de las importaciones como porcentaje del consumo bruto primario se muestra en la figura C.3.



Fuente: Ministerio de minería y energía

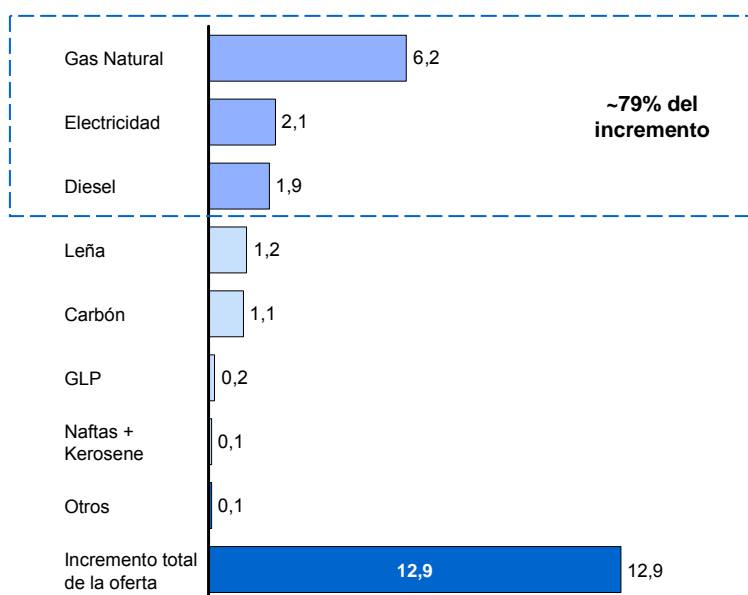
Figura C.3 – Importación de energía (todas las fuentes)

Cómo se puede ver, el abastecimiento de petróleo durante los últimos quince años fue prácticamente en su totalidad a través de importaciones. No ocurrió lo mismo con el carbón, donde las importaciones representaban en 1990 solo el 40% del consumo total y en el año 2005 esta misma fuente representó el 90%. En el caso particular del gas natural, las importaciones comenzaron hace pocos años. Estas importaciones crecieron muy rápidamente alcanzando aproximadamente el 75% del consumo bruto total de gas natural.

Entre el año 1995 y 2005, la demanda total de energía aumentó aproximadamente 12,9 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Según la fuente de energía demandada, las que más contribuyeron a este crecimiento fueron el gas natural, la electricidad y el diesel. Estas tres fuentes de manera conjunta representaron aproximadamente el 79% del incremento total de la demanda.

En una segunda línea respecto al incremento en la demanda por fuente aparecen la leña y el carbón, dejando en un último plano al gas licuado de petróleo, las naftas, el kerosene y otras fuentes de energía que prácticamente no sufrieron variaciones en la cantidad demandada en los últimos años. La figura C.4 muestra la contribución de cada fuente de energía al incremento total de la demanda.

Millones de TEP



Fuente: Comisión Nacional de Energía

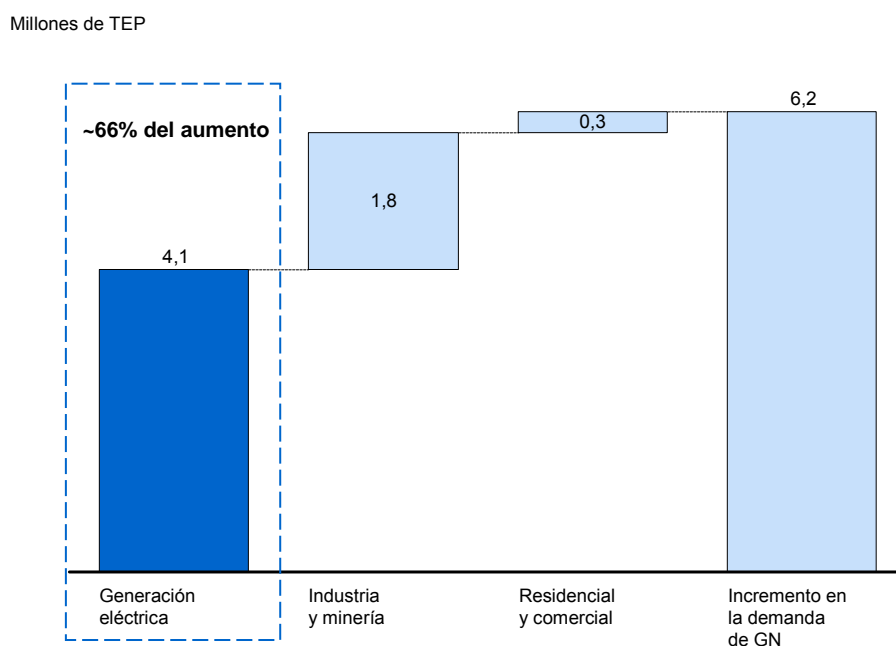
Figura C.4 – Incremento en la demanda de energía por fuente entre 1995 y 2005

Gas Natural

La demanda de gas natural creció 6,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo en los últimos diez años, representando aproximadamente el 50% del incremento total de demanda energética.

Como se puede ver en la figura C.5, el principal impulsor de este aumento en la demanda de gas natural fue la generación termoeléctrica. Este sector demandó aproximadamente 4,1 millones extra de TEP, representando un 66% del incremento total. El restante 34% está compuesto en gran parte por el sector industrial, debido a la tendencia a reemplazar combustibles como el fuel oil por la utilización de gas natural y por el sector residencial/comercial.

Prácticamente la totalidad del gas natural es importado desde Argentina a través de gasoductos localizados tanto en el norte, centro y sur de la región interconectando ambas economías.



Fuente: Comisión Nacional de Energía

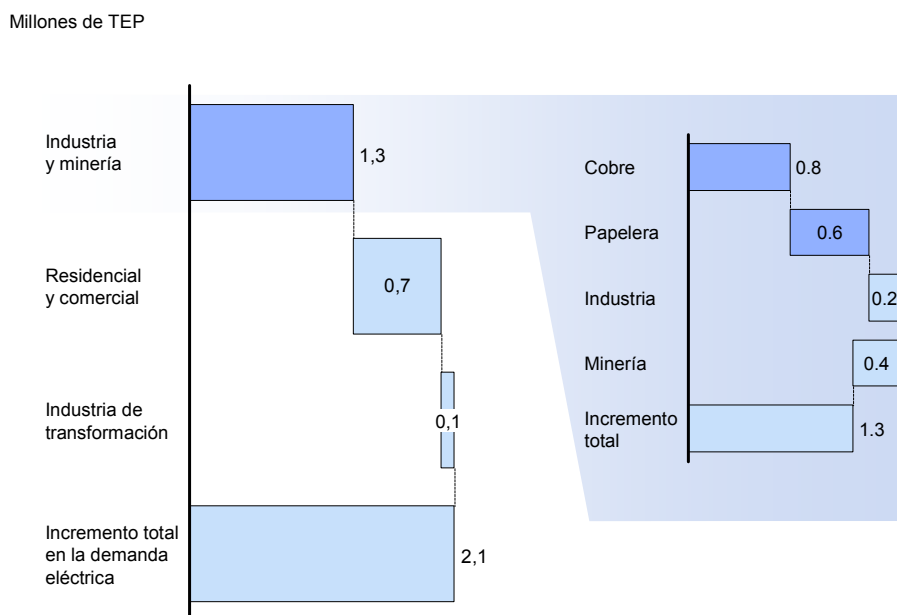
Figura C.5 – Incremento en la demanda de gas natural por sector entre 1995 y 2005

Electricidad

La demanda de electricidad creció rápidamente a partir del año 1995. Este crecimiento fue de aproximadamente 7,2% por año hasta alcanzar en el año 2005 una demanda total de 4,3 millones de TEP.

El sector industrial y de minería fue el que condujo la mayor parte de este incremento. Como se observa en la figura C.6, dentro del sector industrial, la producción de cobre y la producción de papel fueron las que más energía eléctrica demandaron. Estas dos industrias juntas, son responsables por aproximadamente el 70% del aumento de demanda eléctrica.

Seguido al sector industrial se encuentra el sector residencial, cuyo aumento en la demanda de electricidad es muy significativo. Como se enunció anteriormente, este comportamiento se debe principalmente a una mejora en la economía, un incremento en el producto bruto interno per cápita y un mayor monto destinado al gasto en energía.



Fuente: Comisión Nacional de Energía

Figura C.6 – Incremento en el consumo eléctrico por sector entre 1995 y 2005

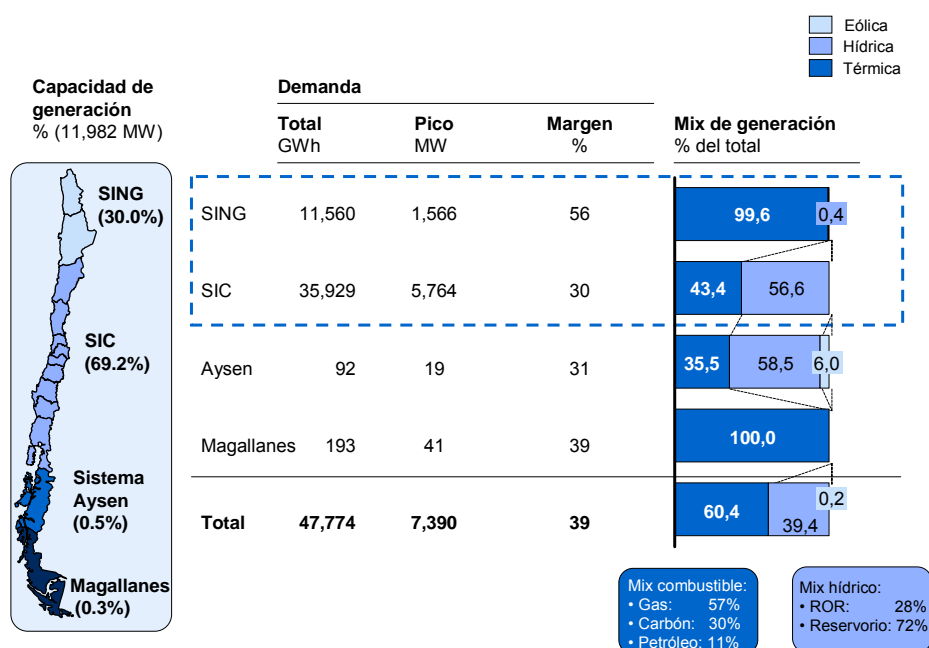
La energía hidroeléctrica fue históricamente la principal fuente de energía eléctrica de Chile, haciendo a la oferta dependiente de las condiciones climáticas. Actualmente esta sigue siendo la fuente más importante, alcanzando aproximadamente el 40% de la capacidad instalada.

Si bien la capacidad potencial de generación hidroeléctrica es de 24.000 MW, sólo el 20% es explotado actualmente. Las regiones más apropiadas para esta tecnología se encuentran en el sur del país.

El sistema eléctrico chileno se encuentra dividido en cuatro regiones: SING, SIC, Aysén y Magallanes. Todos los sectores (generación, transmisión y distribución) son compañías privadas, siendo el papel del estado el de regular, monitorear y planear por medio de la Comisión Nacional de Energía.

Sin embargo, la oferta de electricidad se encuentra frente al desafío que genera la restricción en las importaciones de gas natural desde Argentina. Esta situación generó cortes en el suministro eléctrico y menores inversiones en capacidad. En respuesta a esto, el gobierno se encuentra implementando un plan cuyo objetivo es el de diversificar la matriz energética, motivar nuevas inversiones y buscar eficiencia energética. En el año 2006, el sector eléctrico concentró casi la totalidad de la inversión extranjera directa.

En la figura C.7 se muestra el sistema eléctrico de Chile dividido por región y sus respectivas características.



Fuente: Comisión Nacional de Energía

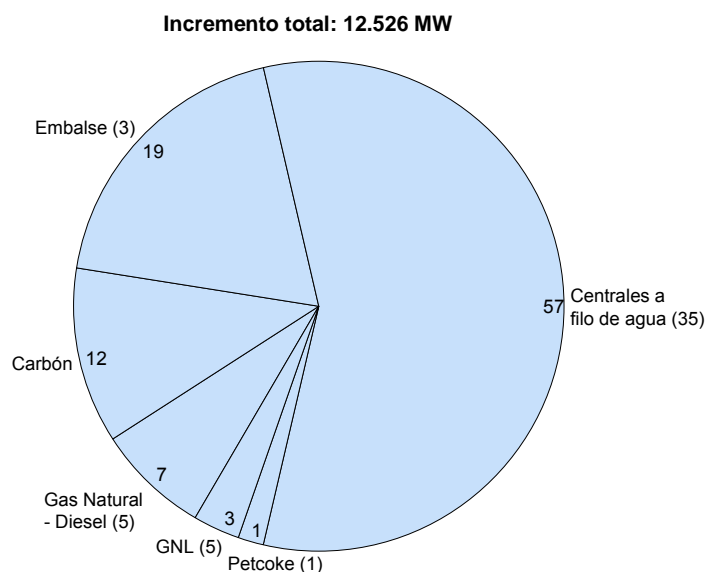
Figura C.7 – Sistema eléctrico de Chile

Si bien el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) tiene capacidad ociosa, el Sistema Interconectado Central (SIC) necesita de inversiones para poder cumplir con el incremento de la demanda. Una posible solución al problema del exceso de capacidad es la construcción de una línea de transmisión conectando el SING con el SIC. Sin embargo, este proyecto es poco atractivo debido al tamaño de la inversión y a las pérdidas ocasionadas en el transporte.

Con el objetivo de cumplir con los desafíos del mercado eléctrico, el gobierno incentiva la inversión en el sector. Una ley promulgada en 2005 provee de adecuados incentivos para la inversión privada y construyó los cimientos para el futuro desarrollo energético de Chile. A modo de ejemplo, los contratos a largo plazo entre generadores y distribuidores se realizan a precios conocidos e indexados al costo de los combustibles. Esto se traduce en una mayor seguridad acerca de los ingresos para los distribuidores y una mayor garantía respecto al abastecimiento para el distribuidor.

En julio de 2006, la Comisión Nacional de Energía anunció 62 nuevos proyectos de inversión en el sector de generación, totalizando una capacidad de más de 12.500 MW. Como se ve en la figura C.8 más del 75% de estos proyectos son de generación hídrica, seguidos por plantas térmicas de carbón y gas natural.

% del total, (# de proyectos)



Fuente: Ministerio de minería y energía

Figura C.8 – Incremento en la capacidad de generación eléctrica

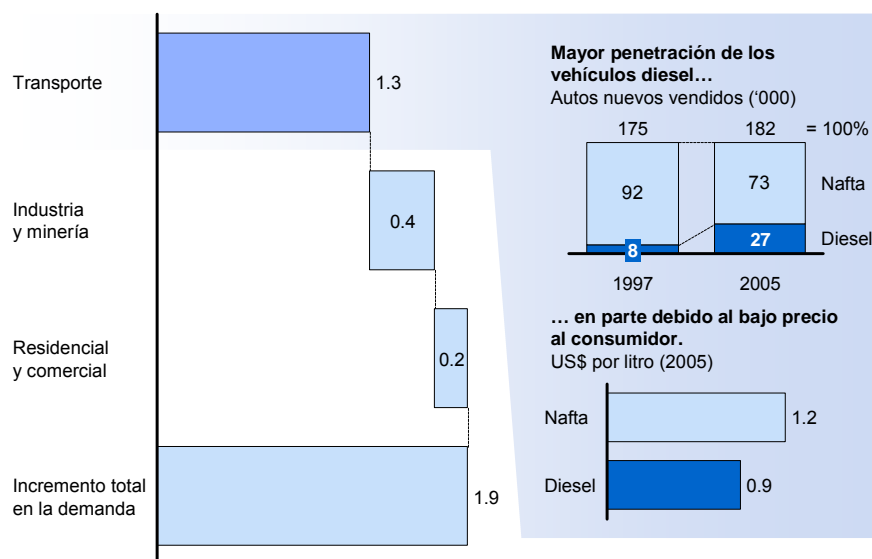
Diesel

El diesel es la tercera fuente en importancia respecto a crecimiento en la demanda en los últimos años. Entre los años 1995 y 2005 el consumo de este combustible creció al 4,5% por año aumentando en 1,9 millones de toneladas equivalentes de petróleo y representando aproximadamente el 15% del incremento en la demanda total de energía.

El aumento en el consumo de diesel se debe prácticamente en su totalidad al sector de transporte. Este sector incrementó su demanda en 1,3 millones de TEP debido a una mayor penetración de vehículos diesel.

Como se observa en la figura C.9, la venta de autos con motores diesel aumentó su participación alcanzando el 27% de las ventas de unidades nuevas. Esta tendencia se debe a que el precio del diesel es considerablemente más económico que las naftas (nafta: 1,2 US\$/lt. vs. Diesel: 0,9 US\$/lt.).

Millones de TEP



Fuente: Comisión Nacional de Energía

Figura C.9 – Incremento en el consumo de diesel entre 1995 y 2005

POTENCIALES ESCENARIOS A FUTURO

Para evaluar cuales serán los escenarios a futuro en el mercado energético de Chile y ejemplificar cuales serán los desafíos y oportunidades que se le presentarán es indispensable comenzar el análisis con una proyección de la demanda total de energía.

Para esto, se realizó una regresión lineal utilizando los datos de población y producto bruto interno como variables independientes. Esta regresión posee un coeficiente R^2 de 0,97 y el resultado de la proyección hasta el año 2013 puede observarse en la figura C.10.

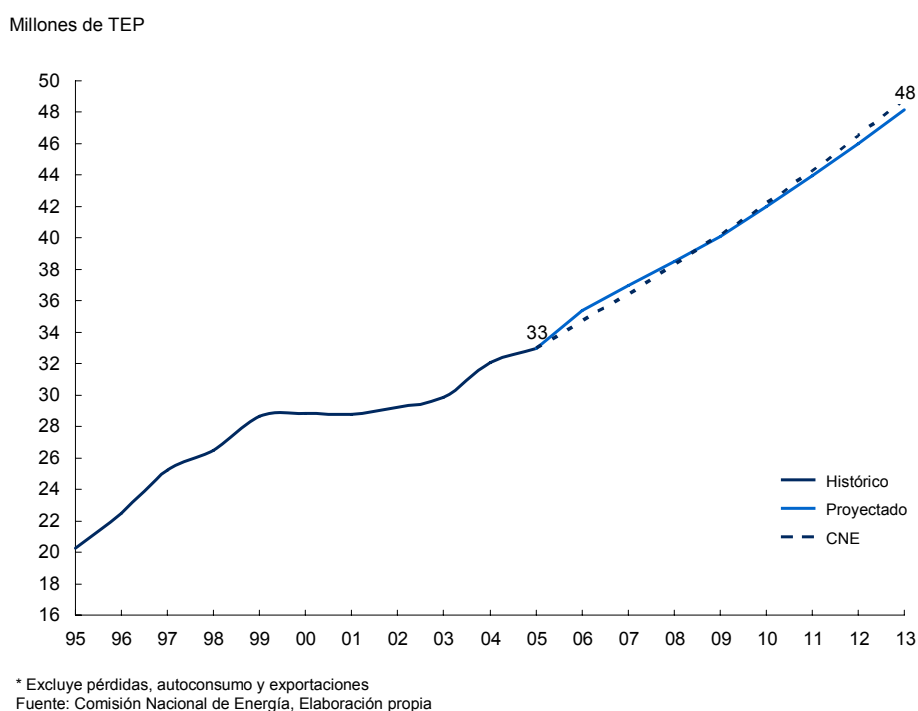
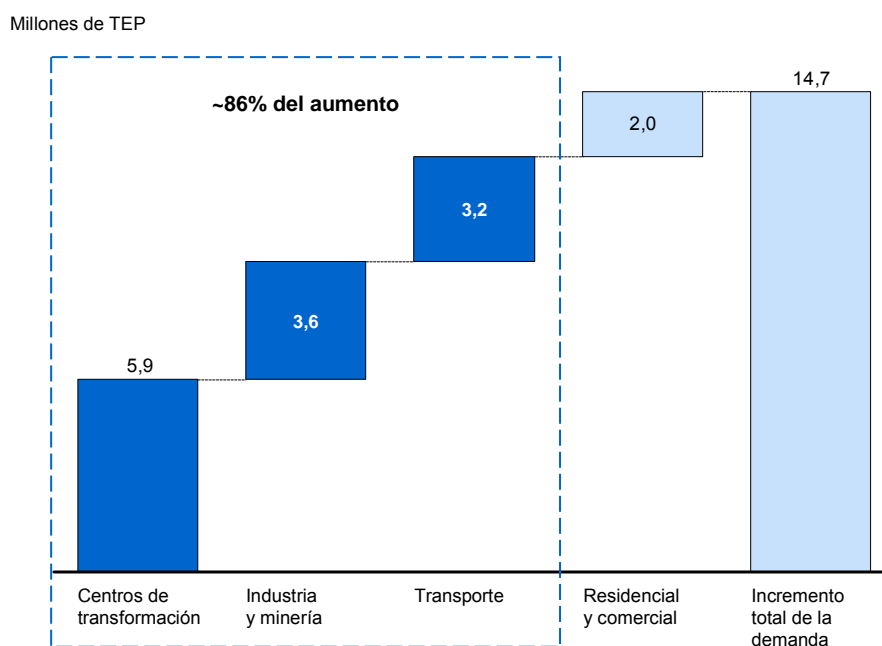


Figura C.10 – Demanda de energía* proyectada

Como se puede observar, se espera que la energía demandada en Chile crezca a una tasa promedio de 4,8% por año hasta el 2013. Esta alta tasa de crecimiento, conducida principalmente por un alto PBI per cápita, se traduce en que la demanda energética aumentará casi un 50% en los próximos 8 años.

Más de 15 millones de TEP adicionales serán consumidos por los distintos sectores de la economía, siendo los centros de transformación, la industria, la minería y el sector de transportes los principales impulsores del crecimiento de la demanda (figura C.11).

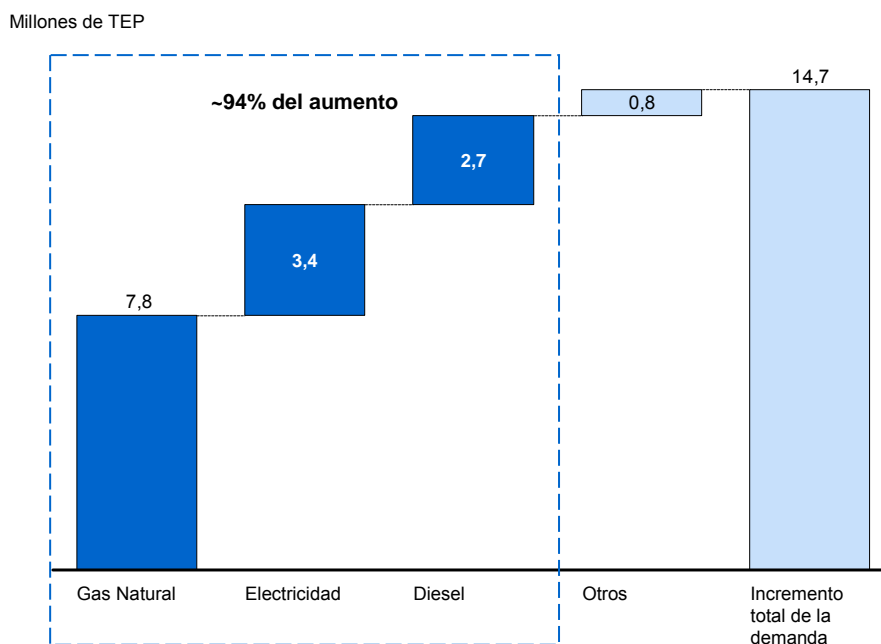


Fuente: Comisión Nacional de Energía, Elaboración propia

Figura C.11 – Incremento en la demanda de energía por sector 2006-2013

Los centros de transformación son los encargados de abastecer el sistema eléctrico nacional ya sea quemando gas o combustibles alternativos como fuel oil o diesel. El sector industrial y el sector minero, son grandes demandantes de electricidad y de combustibles (principalmente diesel) para sus maquinarias de carga y desplazamiento. Finalmente, se espera que la penetración de los automóviles siga aumentando y particularmente la de los automóviles diesel debido al menor costo del combustible.

De acuerdo con esta combinación de factores y en línea con la evolución que se observó en el pasado, se puede concluir que las fuentes energéticas que soportarán el crecimiento de la demanda serán el gas natural, la electricidad y el combustible diesel. Entre estas tres fuentes se estima que se cubrirá aproximadamente el 94% del incremento total en la demanda. El aporte de cada una de estas fuentes al aumento total de la demanda energética se observa en la figura C.12.



Fuente: Comisión Nacional de Energía, Elaboración propia

Figura C.12 – Incremento en la demanda de energía por fuente 2006-2013

Gas Natural

El gas natural será la principal fuente de energía en lo que a crecimiento se refiere. Solo el gas aportará más del 54% del crecimiento total de la oferta energética en los próximos años. Esto se debe principalmente al consumo de plantas térmicas de generación eléctrica y a las industrias.

La expansión planeada en la capacidad de generación termoeléctrica contribuirá a que la demanda de gas natural aumente considerablemente. Como se observa en la figura C.13, la generación termoeléctrica será responsable por el consumo del 43% del gas del país.

Para poder hacer frente al aumento en la oferta de gas natural, será imprescindible asegurar las fuentes de abastecimiento en un futuro. En este sentido, la Argentina no se presenta actualmente como un socio confiable ya que la falta de actividad exploratoria sumada a la inestabilidad política y económica hacen que los cortes de suministro en el corto plazo sean inminentes.

Las principales, y más atractivas alternativas son la importación de gas natural de Bolivia y la importación de Gas Licuado. Respecto a esta última opción, ya existen proyectos de construcción de plantas de regasificación de Gas Natural.

En el puerto Quintero se está terminando de instalar una planta con capacidad de procesamiento de 3,5 millones de m³/día y se espera incrementar su capacidad conforme pase el tiempo hasta alcanzar los 10 millones de m³/día. Adicionalmente se está evaluando la construcción de otra planta de procesamiento en el norte de Chile.

Si bien la importación de Gas Licuado le permitirá a Chile asegurarse el abastecimiento de Gas Natural, el precio que terminaría pagando por éste sería bastante mayor al actual. Estudios estiman que el costo del Gas Natural en Chile a partir de la importación de Gas Licuado alcanzaría los 9-10 dólares por millón de BTU. Este precio es notoriamente superior si se lo compara con el precio del gas importado desde Argentina que ronda los 5-7 dólares por millón de BTU.

Este incremento en los precios del Gas Natural se traducirá en mayores costos para las industrias, un mayor precio de la electricidad por la importancia de las plantas termoeléctricas y un mayor costo para los consumidores domésticos.

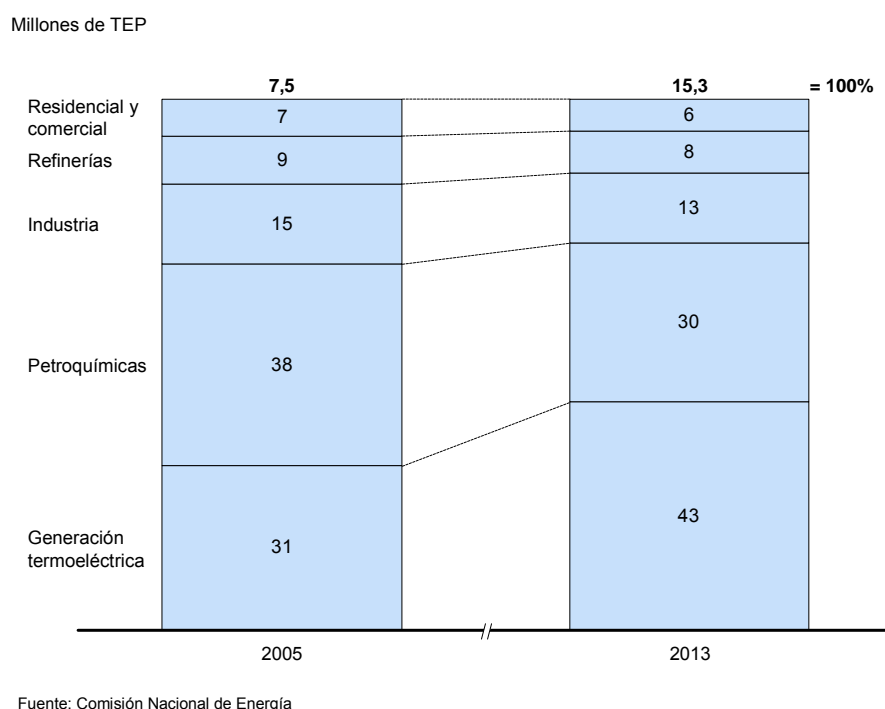


Figura C.13 – Consumo de gas natural

Electricidad

Pasando al sector eléctrico, se espera que la demanda de electricidad crezca 3,4 millones de TEP hasta el 2013. Este crecimiento estará conducido principalmente por el sector industrial seguido por el residencial.

En la actualidad, la capacidad de generación chilena esta basada en plantas hidroeléctricas, generadoras termoeléctricas, y plantas de quema de carbón. Como se puede observar en la figura C.14, de acuerdo con las proyecciones de consumo de electricidad y los anuncios de puesta en funcionamiento de nueva capacidad de generación, la tasa de crecimiento de la oferta superará a la demanda. A lo largo de los años, esto resultará en que el excedente de capacidad esté cada vez más comprometido siendo necesario recurrir a la construcción de nuevas plantas generadoras o a la importación de electricidad.

Uno de los mayores centros de consumo se encuentra en el norte del país y se espera que esta región aumente considerablemente su demanda en los próximos años. Esto se debe a la existencia de yacimientos de cobre y a la creciente actividad minera del país.

Desafortunadamente, la región sur de Chile (Región Aysen) es la región con mayores recursos naturales para la generación eléctrica. Energía Austral posee proyectos hidroeléctricos por más de 1GW, los cuales entrarán en funcionamiento en los años 2012 y 2013.

Si bien existe un proyecto para la construcción de una línea de transmisión de 2,5 GW desde el sur del país hasta la región norte, la extensa distancia (más de 1.500 km),

sumada a las dificultades de la geografía, las altas pérdidas de transporte y las inversiones necesarias, hacen que el proyecto sea poco viable. Para el abastecimiento de la región norte es muy atractiva la interconexión con el norte Argentino.

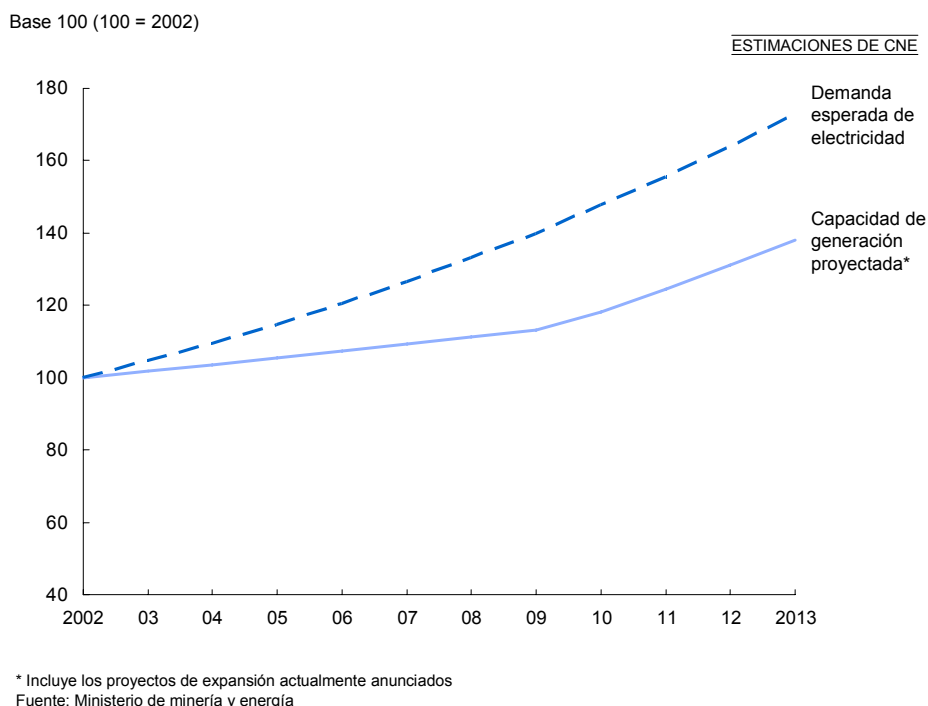


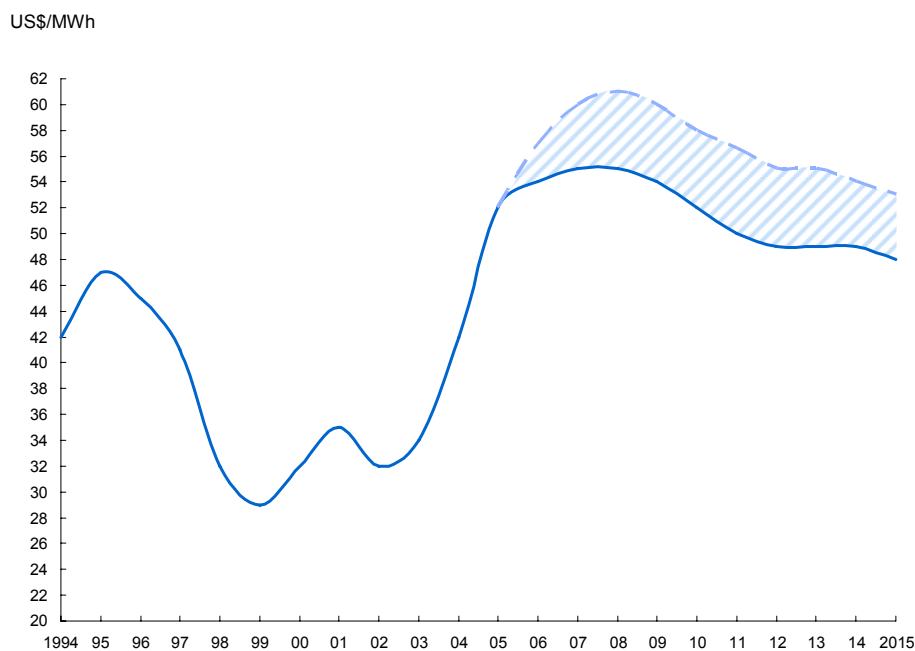
Figura C.14 – Proyecciones de oferta y demanda de electricidad

Para que la capacidad de generación acompañe el crecimiento de la demanda es necesario pensar en nuevas fuentes de abastecimiento. En este sentido, el gobierno chileno se propuso como objetivo la incorporación de energías renovables no convencionales a la matriz energética del país. Se espera que aproximadamente el 15% de la nueva capacidad instalada durante el período 2006 – 2010 corresponda a energías alternativas. Dentro de este plan se incluye la generación geotérmica y la generación eólica. Hacia fines del 2015 se espera que la capacidad instalada de cada uno alcance los 195MW y 40MW respectivamente.

Estudios realizados en Chile indican que éste país posee un potencial eólico de 1.000MW, los cuales podrían ser aprovechados en los próximos 10 años y representaría un ahorro equivalente a 100 camiones de diesel diarios.

Adicionalmente, la Comisión Nacional de Energía destinó fondos para evaluaciones con el fin de identificar las posibilidades existentes para diversificar la matriz energética y reducir la volatilidad del abastecimiento. Algunos de estos estudios incluyen regulaciones y fijación de tarifas (*feed-in tariff*), propuestas de desarrollo de biodiesel y reducción de emisiones de CO₂.

Debido a la incorporación métodos de generación menos económicos (eólica, gas licuado) se espera que el precio de la electricidad en Chile se incremente en el corto plazo. Sin embargo, a medida que estas tecnologías vayan evolucionando y se logre aumentar su eficiencia se espera que el precio comience a descender paulatinamente. En la figura C.15 se puede observar la evolución esperada del costo de la energía eléctrica.

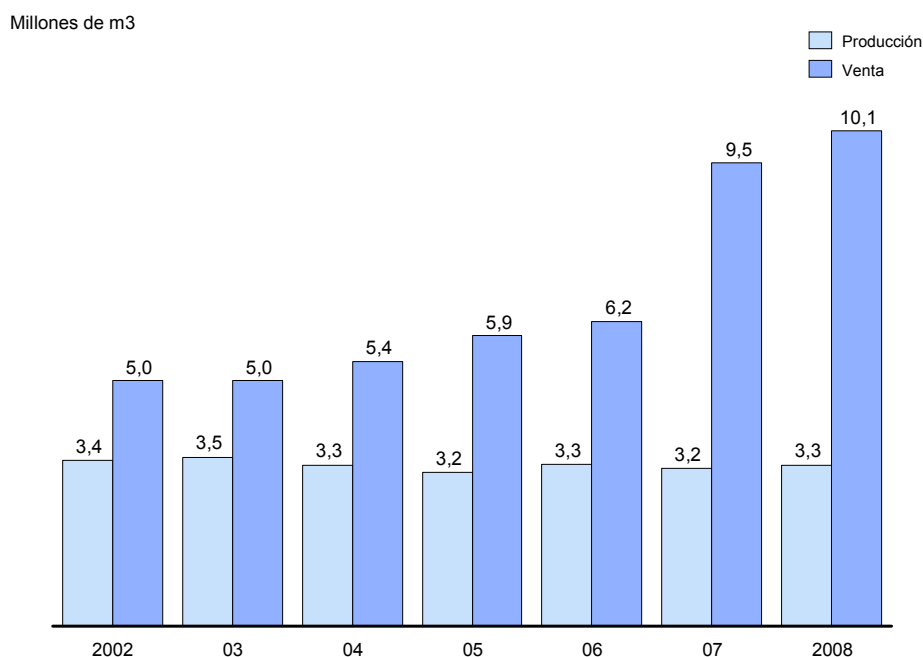


Fuente: Comisión Nacional de Energía

Figura C.15 – Evolución y proyección del precio nudo SIC

Diesel

Finalmente, la tercera fuente de energía en importancia respecto a su crecimiento esperado a futuro es el diesel. Se espera que la demanda del diesel continúe con la misma tendencia creciente que presentó en el pasado, principalmente debido al sector industrial y al sector automotriz.



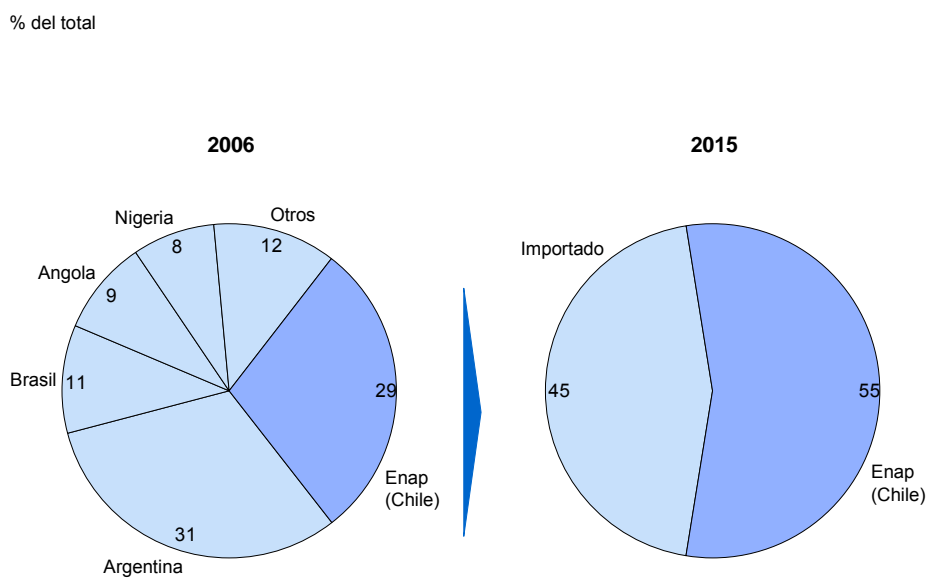
Fuente: Comisión Nacional de Energía

Figura C.16 – Evolución de producción y venta de diesel

Como se puede observar en la figura C.16, el consumo de diesel creció notablemente en los últimos años. Sin embargo, la producción de este combustible en Chile se mantuvo prácticamente constante.

Este hecho implica una creciente necesidad y dependencia de las importaciones, resultando en un mercado poco flexible, con altos costos adicionales y con bajo nivel de seguridad de abastecimiento.

Para mitigar este escenario, ENAP (Empresa Nacional del Petróleo), la principal refinería chilena se propuso el objetivo de abastecer a más del 50% del mercado para el año 2015 reemplazando las importaciones de Argentina, Nigeria, Angola y Brasil (figura C.17). Para poder cumplir con este cometido, ENAP deberá expandir la capacidad productiva de las plantas de Petrox Talcahuano, Refinería de Petróleo de Concón y Gregorio Magallanes.



Fuente: Comisión Nacional de Energía

Figura C.17 – Origen del diesel según país

BIBLIOGRAFÍA

- Ente Nacional Regulador del Gas (<http://www.enargas.gov.ar/>)
- IAE - Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (<http://sitio.iae.org.ar/>)
- ADIGAS - Asociación Distribuidores de Gas de la República Argentina (<http://www.adigas.com.ar/>)
- Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios – Secretaría de Energía – Balance Energético Nacional (<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>)
- Ministério de Minas e Energia - Balance Energético Brasileiro (2006) – Tablas 1.2 a y 1.2b “Evolução da Oferta Interna de Energia” (<http://www.mme.gov.br/mme>)
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (<http://www.anp.gov.br/>)
- ANFAVEA - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (<http://www.anfavea.com.br/Index.html>)
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil (<http://www.ons.org.br/>)
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética (<http://www.epe.gov.br/>)
- CNE – Comisión Nacional de Energía – Balances Energéticos Nacionales (<http://www.cne.cl/>)
- “Nord Pool: A Power Market without a Market Power”, Department of Economics, Goterborg University, Erik Hjalmarsson
- U.S. Annual Energy Outlook 2006 (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/>)
- BP Statistical Review of World Energy June 2005 (<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>)
- EIA - Energy Information Administration (<http://www.eia.doe.gov/>)
- IEA - International Energy Agency (<http://www.iea.org/>)
- NREL - National Renewable Energy Laboratory (<http://www.nrel.gov/>)
- USDA – United States Department of Agriculture (<http://www.usda.gov/wps/portal/usdahome>)
- IMF World Economic Outlook 2008 (<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2008/01/index.htm>)
- OLADE – Organización Latinoamericana de Energía (<http://www.olade.org.ec/>)
- “Una visión sobre la integración energética regional”, José Rivera Banuet, Septiembre de 2006
- Visión de ARPEL sobre la Integración Energética de ALC, Foro de Integración Energética Regional 2006, José Félix García, Septiembre de 2006
- “La Integración Energética en el Pacto Andino”, Mercados Energéticos

“La Situación Energética en América Latina”, Mercados Energéticos, Marzo de 2003

Panorama del Gas Natural en Suramérica y Oportunidades de Integración Gasífera, Noveno Congreso Anual de Naturgas, Arthur D.Little, Abril de 2006

Oportunidades y retos para la integración gasífera en Latinoamérica, Arthur D.Little, Rodolfo Guzmán, Director, Houston, Octubre de 2006

“Importaciones de GNL a Chile”, Mario del Río, Coordinador Ejecutivo, Proyecto GNL-ENAP, México, Septiembre de 2006

“Expansiones de transporte de gas natural”, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, República Argentina

“Perspectivas de integração elétrica com os países vizinhos”, Foro de Integración Energética Regional 2006, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

“Argentina: Vinculación Eléctrica con países vecinos”, CAMMESA, Septiembre 2006

“Energía y Desarrollo Sustentable”, Fundación Bariloche, Daniel Bouille, Junio 2006

“Anuario Estadístico Sector Energético Argentino 2005”, Sector Hidrocarburos, Sector Energía Eléctrica, Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”