



**TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**LINEAMIENTOS PARA UNA POLÍTICA
ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO: UN ENFOQUE
DESDE LA SIMULACIÓN CON LEAP.**

Autor: Ignacio Mazariegos

Legajo: 45.339

Director de Tesis:

Ing. Juan Baylac

2009

DESCRIPTOR BIBLIOGRÁFICO

En el presente estudio se desarrolla un modelo del Sistema Energético Argentino utilizando el software LEAP. El objetivo del trabajo es el planteo de los lineamientos generales para una política energética de largo plazo para el país. Es por esto que se utiliza el modelo para simular distintos escenarios y los efectos que tendrían sobre los principales indicadores de criticidad de abastecimiento energético. Se discuten las distintas perspectivas de evolución de la matriz haciendo hincapié en aquellas que sean más sustentables en el tiempo, e identificando las que puedan ser más riesgosas en términos de abastecimiento. Por último se mencionan los principales aspectos de orden político, económico, cultural y tecnológico que deberían ser tenidos en cuenta para una planificación energética de largo plazo.

***Palabras Clave:** Sistema Energético Argentino, LEAP, modelo, simulación, sistema sustentable, crisis energética, diversificación de matriz, política energética de largo plazo, abastecimiento energético, energías alternativas, energías limpias, cambio de paradigma.*

Lineamientos para una política energética de largo plazo

ABSTRACT

Throughout this study, a model of Argentina's Energy System is developed using the software LEAP. The aim of this work is to delineate the main points required in a long-term energy policy for the country. For that purpose, the computer model is used to simulate different scenarios and the effects they would have over the key energy availability indicators. Different possible evolution paths of the system are discussed, highlighting those which are more sustainable in time, and identifying the ones that could be riskier in terms of energy availability. Lastly, the key political, economic, cultural and technological aspects towards a better long-term energy planning are described.

Keywords: *Argentina's Energy System, LEAP, model, simulation, sustainable system, energy crisis, energy sources diversification, long-term energy policy, energy availability, alternative energy, clean energy, shift in paradigm.*

Lineamientos para una política energética de largo plazo

RESUMEN EJECUTIVO

Argentina se encuentra actualmente en una “encrucijada energética” y se encamina hacia un futuro de pérdida de autoabastecimiento de los combustibles principales de su matriz (gas y petróleo). El problema energético es sistémico dado que involucra a distintos sectores, y tiene un horizonte temporal largo. Esto hace que sea imperativo desarrollar una política energética de largo plazo. Es por esta razón que se decidió encarar un estudio que permitiera delinear, a grandes rasgos, cuáles serían los principales cursos de acción a tomar, y qué potencial de mejora tendrían sobre el sistema energético global.

Los objetivos planteados para el trabajo fueron los siguientes:

1. Desarrollar un modelo computacional del Sistema Energético Argentino que sirva para probar distintas políticas a largo plazo, tanto dentro del contexto de este estudio como de estudios posteriores.
2. Identificar el comportamiento actual y futuro más probable de la oferta y demanda energética en el país.
3. Desarrollar los puntos clave para el diseño de una política energética a largo plazo que dé sustento a un futuro energético más sustentable.

Para cumplir con estos objetivos se partió de un análisis detallado de la demanda y oferta energética, identificando en cada caso cuáles son los *drivers* que guían al consumo, y cuales son los factores técnicos que restringen a la oferta. El propósito final de este análisis fue poder tener la información suficiente para desarrollar un modelo global del sistema energético.

Una vez determinado esto, se modelizó el sistema utilizando un software específicamente diseñado para la simulación de escenarios energéticos a largo plazo (*Long-range Energy Alternatives Planning System*, o LEAP). El programa tiene ventajas tanto para el manejo de *inputs* (organiza la información, permite tener en cuenta factores como la estacionalidad, el orden de despacho de distintas fuentes, etc.) como de *outputs* (proporciona automáticamente los balances energéticos año a año, calcula las importaciones/ exportaciones resultantes, etc.). Con él se probaron distintas componentes de una política energética sustentable, tales como la diversificación de la generación eléctrica, distintos grados de ahorro energético residencial, la importancia de los biocombustibles, etc. Adicionalmente se realizó un análisis de sensibilidad para determinar cuán comprometida se vería la situación energética bajo distintos escenarios de crecimiento económico combinado con producción de hidrocarburos.

Por último se amplió la visión del estudio para incorporar los 4 vectores de cambio hacia un sistema sustentable: factores económicos, políticos, culturales y tecnológicos.

Lineamientos para una política energética de largo plazo

Se concluyó que cualquier política energética destinada a perdurar efectivamente, debe poder alinear estas 4 dimensiones en pos de un objetivo de largo plazo.

EXECUTIVE SUMMARY

Argentina currently faces an “energy conundrum” and is headed towards a future loss in self-sufficiency of its main fuels (gas and oil). The energy problem is systemic because it involves different sectors and a long time span. This makes it imperative to develop a long-term energy policy. That is why it was decided to have a take on the problem that would allow delineation, in broad terms, of the main courses of action and their potential for enhancing Argentina’s global energy system.

The main goals of this work were the following:

1. To develop a computer model of Argentina’s Energy System that can be used to test different long-term energy policies, both as part of this study and future studies.
2. To identify the current and most likely future behavior of energy supply and demand for Argentina.
3. To develop the key points needed in the design of a long-term energy policy for Argentina, in order to achieve a more sustainable future in terms of energy production and use.

To achieve these goals, an in-depth analysis of the energy supply and demand was first required, identifying in each case the factors that drive the demand and those that restrict the supply. The overall purpose of this analysis was to produce sufficient information so as to be able to develop a global energy system model for Argentina.

Once this was determined, the system was modeled using software specifically designed to simulate long-term energy scenarios (*Long-Range Energy Alternatives Planning System*, or LEAP). The software has several advantages both on the input side (organizes information, allows certain factors such as seasonality to be taken into account, allows the assignment of a priority to the dispatch of different energy sources, etc.) and on the output side (produces the energy balances year by year automatically, calculates the resulting imports/exports, etc.). Through it, different components of a sustainable energy policy (such as energy matrix diversification, different degrees of residential energy saving, the importance of biofuels, etc.) were tested. Additionally, a sensitivity analysis was performed so as to determine how critically compromised the energy system would be for different scenarios combining the country’s economic growth and its production of hydrocarbons.

Lastly, the scope of the study was broadened by the analysis of the 4 main factors of change towards a more sustainable system: economic factors, political factors, cultural factors and technological factors. It was concluded that any energy policy destined to effectively endure must be able to align these 4 factors to achieve a common long-term goal.

AGRADECIMIENTOS

Mi reconocimiento a mi Director de Tesis, Juan Baylac, y a otras personas como Francisco Mezzadri, Eduardo Bobillo, Ana Lia Duco, Stella Babilani Maffioli y Charles Heaps que me brindaron la ayuda y el conocimiento necesario para desarrollar este trabajo.

Ignacio Mazariegos

Lineamientos para una política energética de largo plazo

TABLA DE CONTENIDOS

I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.2. DESARROLLO DEL INFORME.....	5
II. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	7
2.1. INTRODUCCIÓN.....	9
2.2. ELECCIÓN DE SOFTWARE.....	9
2.3. DEFINICIÓN DEL SISTEMA BAJO ESTUDIO.....	11
2.4. ELECCIÓN DEL AÑO BASE Y HORIZONTE DE ESTUDIO.....	12
2.5. UNIDAD A UTILIZAR.....	13
2.6. ESCENARIO DE REFERENCIA.....	14
III. DEMANDA.....	15
3.1. INTRODUCCIÓN.....	17
3.2. CONSUMO POR SECTOR.....	18
3.2.1. Sector residencial.....	18
3.2.2. Sector transporte.....	26
3.2.3. Sector industrial.....	35
3.2.4. Sector comercial y público.....	48
3.2.5. Sector agropecuario.....	51
3.2.6. Sector no energético.....	54
3.3. RESUMEN DE PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	55
IV. OFERTA.....	57
4.1. INTRODUCCIÓN.....	59
4.2. PRODUCCIÓN Y RESERVAS.....	60
4.2.1. Producción.....	60
4.2.2. Reservas.....	62
4.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	65
4.3.1. Centrales eléctricas.....	65
4.3.2. Refinerías.....	75
4.3.3. Carboneras.....	79
4.3.4. Coquerías y Altos Hornos.....	79
4.3.5. Consumo propio.....	81
4.3.6. Pérdidas y no aprovechado.....	82
4.4. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	82
V. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....	85
5.1. INTRODUCCIÓN.....	87
5.2. DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA.....	87
5.2.1. Tipos de tecnología de generación y factibilidad de incorporación.....	88
5.2.2. Cronograma tentativo de incorporación de capacidad (escenario diversificado).....	88

5.2.3. Escenario de Referencia vs. Escenario Diversificado.....	92
5.2.4. Conclusiones sobre diversificación de generación eléctrica.....	100
5.3. POLÍTICAS DE RACIONALIZACIÓN DE LA DEMANDA.....	100
5.3.1. Ahorro de electricidad domiciliaria	100
5.3.2. Ahorro de gas domiciliario	103
5.4. BIOCOMBUSTIBLES	104
5.5. AUTOABASTECIMIENTO	107
5.6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	110
5.7. OTRAS CONSIDERACIONES	116
5.7.1. Contaminación ambiental	116
5.7.2. Nuevas tecnologías	118
VI. IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIOS	121
6.1. EL FUTURO ENERGÉTICO: VECTORES DE CAMBIO.....	123
6.2. ECONOMÍA	125
6.2.1. Sinceramiento y transparencia de los precios	125
6.2.2. Rentabilidad y cambio de concepto de “gasto” a “inversión”	129
6.3. POLÍTICA	134
6.3.1. Mayor institucionalidad	134
6.3.2. Resguardo para el desarrollo de nuevas fuentes energéticas	135
6.3.3. Internalización de externalidades.....	138
6.3.4. Tarifa social justa.....	140
6.4. TECNOLOGÍA.....	142
6.5. CULTURA.....	143
6.6. ROMPIENDO DOS PARADIGMAS	146
6.7. POLÍTICA ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO: ¿REALIDAD O DESEO?.....	147
VII. CONCLUSIONES.....	149
7.1. CONCLUSIONES	151
VIII. BIBLIOGRAFÍA	155
IX. GLOSARIO.....	163
X. ANEXOS	167
ANEXO 1.....	169
A.1.1. Elección del Margen de Reserva de Planeamiento (MRP).....	169
ANEXO 2.....	171
A.2.1. Incorporación de capacidad exógena programada para la generación eléctrica.....	171
ANEXO 3.....	173
A.3.1. Correlación entre consumo propio y producción eléctrica	173
ANEXO 4.....	176
A.4.1. Información utilizada para el cálculo estimado de inversión en generación	176
A.4.2. Hipótesis para una estimación de ahorro en importaciones de gas.....	178

I. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Peter Senge postulaba en su reconocida publicación *La Quinta Disciplina* que “las soluciones de hoy son los problemas de mañana”. Esta frase sintética describe muy bien lo que ha sucedido con el sistema energético argentino en los últimos 20 años. A través del desarrollo de la matriz de energía se han tomado decisiones particulares en cada gobierno en ausencia de un marco general que trascienda los mandatos de los políticos de turno. Es decir, se ha reducido el manejo de las políticas energéticas a los vaivenes de los distintos modelos de país que cada partido en gobierno ha querido imprimir. El resultado de esto fue una visión cortoplacista incapaz de lidiar con los complejos cambios que demanda un sector estratégico fundamental.

Los efectos directos de este tipo de irregularidades comenzaron a aparecer en 2004 cuando se produjeron cortes de gas y electricidad a usuarios industriales interrumpibles, reducción en la exportación energética a Chile y Brasil, e importaciones de gas desde Bolivia y fuel-oil desde Venezuela. Pero el problema ya se venía gestando desde tiempo antes como una cadena de consecuencias tanto de los procesos de privatización de los sectores del gas y la electricidad en los '90, como de la pesificación asimétrica de los distintos combustibles luego de la crisis de 2001. Las consecuencias se vieron en todos los frentes: la capacidad eléctrica instalada permaneció prácticamente estancada desde 2001, la capacidad de refinación tampoco creció en ese tiempo a pesar de la mayor producción de derivados, la exploración de riesgo declinó resultando en un retroceso de la producción tanto de gas como de petróleo en los últimos años. Al mismo tiempo que los precios del gas y la electricidad no justificaron ampliaciones en la oferta, produjeron un efecto inverso en la demanda. El menor precio relativo de la energía provocó una cultura de derroche, y un sesgo de la matriz hacia el gas tanto para usos industriales, residenciales y de generación eléctrica (con los ciclos combinados) como el creciente uso en el transporte a través de la conversión de motores nafteros a GNC.

A la par, el país se recuperó de la crisis de 2001 alcanzando altas tasas de crecimiento de PBI (cerca al 10%) lo que significó una fuerte demanda energética. Todos estos efectos provocaron una disociación entre la tendencia de la oferta y la tendencia de la demanda. Mientras que la primera permanecía estancada o declinaba, la segunda crecía fuertemente. Conjuntamente, la diversidad de fuentes se fue concentrando en los hidrocarburos y específicamente en el gas natural que alcanzó el 50% de toda la energía primaria consumida en el país en 2008. Sólo países con altos niveles de reservas, como es el caso de Rusia, han adoptado matrices tan concentradas en este recurso. Los resultados lógicos de este proceso fueron mayores importaciones de gas (en forma directa o por regasificación), de derivados (como el gasoil y fuel-oil que se utilizan para reemplazar al gas en las usinas eléctricas), menor seguridad en el abastecimiento, y por

supuesto los costos económicos asociados a la compra de energéticos del exterior a mayores precios que los locales.

Esta situación se plantea al día de hoy no sólo como la manifestación, sino como el inicio de problemas más profundos en materia energética que tienen que ser reconocidos y tratados con una visión a largo plazo. En abril de 2009, ocho ex Secretarios de Energía de la Nación presentaron un informe alertando sobre la necesidad de una política de estado para el sector energético [Lapeña et. al., 2009], entendiendo que la misma no puede rediseñarse con cada gobierno sino que debe tener una continuidad que asegure su éxito en un horizonte temporal más amplio. El presente informe surge como producto de la motivación del documento citado.

El objetivo del informe es doble: se busca crear un modelo computacional que describa la evolución del sistema energético argentino, y partiendo de éste se pretende analizar distintas políticas que podrán servir para mejorar la situación de abastecimiento de energía, haciéndolo un sistema más sustentable en el tiempo. La decisión de crear el modelo no surgió simplemente del deseo de poder simular distintos escenarios de manera cuantitativa. Cuando se analiza un sistema tan complejo y se toma un largo horizonte de estudio es claro que habrá muchas incertidumbres dadas tanto por la lejanía en el tiempo de los distintos eventos como por la imposibilidad de precisar la información necesaria con un deseado grado de detalle. Esto hace que se tomen hipótesis tanto del estado actual como de su futuro desarrollo.

Pero un reporte individual (como el presente) sólo puede presentar una parte de la realidad, y puede proponer una cantidad limitada de soluciones al problema. Sin embargo, al dejar un modelo abierto para el uso de cualquiera que esté interesado, se quiebra con la visión de la realidad como una fotografía, y se permite que quien no esté de acuerdo con una o varias de las hipótesis en las que se basa el modelo pueda cambiarlas y repetir el estudio, o que aun estando de acuerdo con ellas pueda probar distintos escenarios no contemplados aquí, sin tener que rehacer todo el modelo. Un ejemplo concreto es la posibilidad de incorporar los efectos sobre el medio ambiente de las distintas tecnologías, que en este trabajo no se trata, pero que puede fácilmente ser agregado. Es por esta razón fundamental que el informe describe en tanto detalle el modelo y sus hipótesis: para que los resultados sean interpretables conociendo el trasfondo que los justifica y para permitir que terceros puedan utilizar y modificar el modelo, leyendo su documentación.

Una visión trascendente y de largo plazo del sector energético no puede concluir en un informe individual, debe poder ser corregida y reutilizada en el tiempo para que sea verdaderamente útil. Esto es lo que se propone el presente trabajo.

Como el objetivo del trabajo no es hacer futurología, se hizo hincapié en el planteo de distintos escenarios que contemplen distintas evoluciones de las variables más importantes. En este sentido se destacó la importancia de un análisis de sensibilidad que permitió ver la robustez de un set de políticas para un desarrollo sustentable.

1.2. DESARROLLO DEL INFORME

En el capítulo II se da una descripción de la metodología de análisis utilizada ya que ésta tendrá particular relevancia en el desarrollo del estudio. Aquí también se explican los puntos sobresalientes del software elegido (LEAP).

En el capítulo III y IV se describe la modelización de la demanda y de la oferta, respectivamente. Cada rubro y sub-rubro se encuentra justificado de una manera racional y cuantitativa, basándose en datos de distintas fuentes.

El capítulo V presenta el resultado de distintas políticas individuales sobre el sistema energético, y el impacto que generan. En el mismo también se incluye un análisis de sensibilidad para determinar cuán robusta sería la matriz energética ante la aplicación de políticas sustentables. Las dos variables de sensibilidad adoptadas fueron el PBI y la producción de gas y petróleo.

El capítulo VI presenta una interpretación cualitativa y una discusión posterior de los resultados de las distintas simulaciones, y la manera más adecuada de llevar a cabo las políticas a nivel país.

El capítulo VII reúne las conclusiones del trabajo.

Los capítulos VIII, IX y X incluyen la bibliografía, glosario y anexos, respectivamente.

II. METODOLOGÍA DE TRABAJO

2.1. INTRODUCCIÓN

La metodología de trabajo se describe en este capítulo por su grado de importancia en el análisis posterior. Debe entenderse que el software de modelizado juega aquí un papel muy importante potenciando el estudio con sus herramientas y limitándolo con sus restricciones.

2.2. ELECCIÓN DE SOFTWARE

Desde un principio se planteó el deseo de encarar el estudio mediante un software que permitiera organizar la información y simular escenarios. A su vez, como el propósito del estudio era analizar la situación a mediano y largo plazo de la matriz energética argentina, uno de los requisitos era que se permitiera este tipo de horizonte más extendido de tiempo, y no una planificación cortoplacista. Con todas estas consideraciones se llegó a elegir LEAP como la mejor opción de herramienta.

LEAP (*Long range Energy Alternatives Planning System*) es un software desarrollado por el *Stockholm Environment Institute* y utilizado en más de 150 países¹. El propósito de este programa es permitir el análisis a mediano y largo plazo de distintas políticas energéticas, y de mitigación de cambios climáticos.

LEAP permite modelizar de modo “*bottom-up*”, es decir partiendo de una descripción detallada de sus sub-sistemas y llegando a la definición del sistema por síntesis de sus partes. No es un software de optimización, por lo cual no da soluciones ideales a problemas actuales, sino más bien permite vincular las variables de sistemas complejos de energía y simular escenarios del tipo “qué pasaría si”. Para ilustrar con un ejemplo, el programa admite distintas reglas de orden de despacho de generadores eléctricos, poniéndolos en actividad cuando la demanda lo requiera. En cuanto a los escenarios se pueden plantear alternativas al “escenario de referencia”, con políticas diversas de mitigación de problemas a largo plazo. Así se pueden evaluar los impactos y la efectividad de dichas políticas.

Los modelos de LEAP se estructuran en forma de árbol (siguiendo el mismo esquema que las carpetas de Windows). Las 4 ramas principales son:

1. Key Assumptions (Hipótesis Claves): reúne todas las variables que son globales a todo el modelo. Un ejemplo es el PBI, o la población.

¹ Fuente: <http://www.energycommunity.org/default.asp?action=47>

2. **Demand (Demanda):** bajo esta rama se encuentran todos los sub-sectores de consumo (menos el consumo propio de los sectores de transformación) con tanto nivel de desagregación como se desee (*ver capítulo 3*).
3. **Transformation (Transformación):** bajo esta rama se encuentran todos los sub-sectores de transformación (oferta) con tanto nivel de desagregación como se desee (*ver capítulo 4*).
4. **Resources (Recursos):** en este módulo se pueden especificar las reservas de energías primarias y secundarias, y los accesos a energías renovables.

La siguiente captura de pantalla muestra el ambiente de trabajo de LEAP:

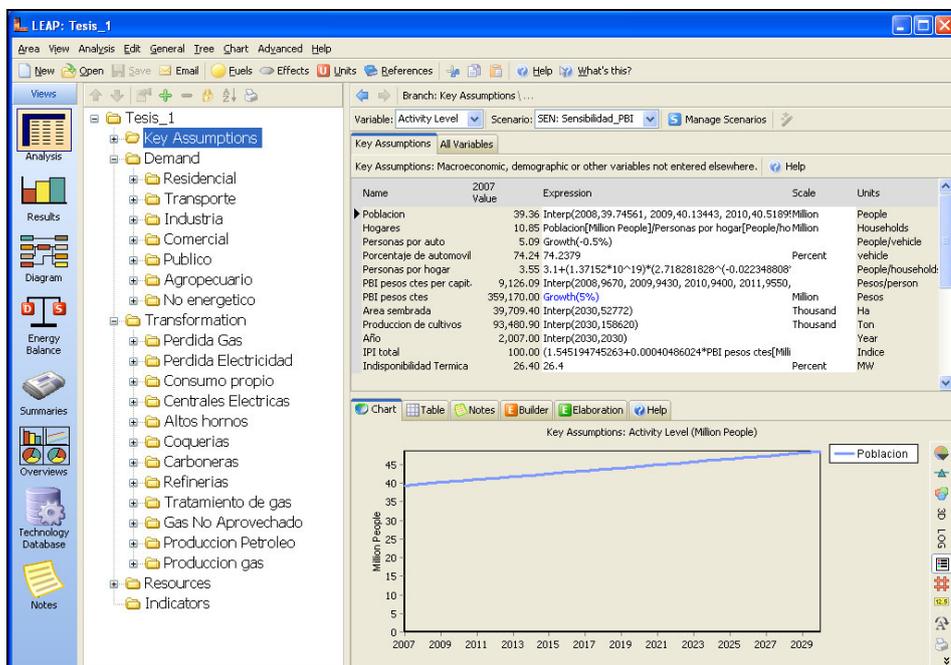


Figura 2.1. Imagen del entorno de trabajo de LEAP

El programa tiene paso anual (los *inputs* y *outputs* son anuales) aunque existen salvedades que permiten incorporar los efectos de la estacionalidad en el sistema eléctrico.

A diferencia de otros programas (que utilizan optimización) el grado de información que se requiere para generar el modelo es menor. Esto es de particular ayuda porque se puede dispensar de muchos datos que son extremadamente difíciles de conseguir. Aun así, parte de la información utilizada (como se aclarará convenientemente en cada caso) parten de estimaciones lo más firmemente fundadas en datos públicamente accesibles.

El modelo generado es fácilmente escalable, lo que quiere decir que agregar nuevos módulos o modificar los ya existentes, es una tarea sencilla. Esta característica era fundamental para cumplir el objetivo de que el presente estudio no fuera simplemente un reporte de un autor, sino que permitiera extender el rango de uso a todos los futuros interesados en continuar con esta línea de investigación. En particular resalta un área en la que no se trabajó en absoluto aquí y que es de suma importancia para posteriores discusiones: los efectos de la matriz energética sobre el medio ambiente. El modelo desarrollado para el presente estudio puede perfectamente complementarse con este tipo de consideraciones.

Por último, debe destacarse que, además de servir para simular el sistema y estudiar escenarios posibles, LEAP es un sistema de soporte de decisión. En otras palabras, es un organizador de información presentándola en gráficos de múltiples tipos con unidades que pueden elegirse a gusto, e inclusive se pueden ver los balances energéticos en un formato muy similar al utilizado por la Secretaría de Energía Argentina.

Por todo esto se creyó que LEAP sería la opción más adecuada para lograr los objetivos del trabajo.

2.3. DEFINICIÓN DEL SISTEMA BAJO ESTUDIO

El sistema bajo estudio fue el sistema energético argentino, incluyendo todas las grandes fuentes de energía (primarias y secundarias). Esto involucra tanto la demanda como la oferta. Los límites del sistema están impuestos en parte por la geografía (las importaciones se consideran como valores independientes de los países de los que se compran y lo que suceda en ellos) y en parte por el nivel de agregación (no se trata a cada empresa refinadora por separado, por ejemplo, sino a un rubro que las aglomera).

En todos los casos se buscó llegar a un nivel de desagregación lo más alto posible, siempre y cuando éste pudiera ser compatible con el grado de detalle de información disponible, como con la facilidad de proyectar su futura evolución. Esto último se puede ilustrar con un ejemplo extremo: habrá mucho más error en la proyección de evolución de la cantidad de personas en una casa residencial en particular que si se proyecta la población total argentina en el mismo tiempo. Esto hace que la agregación no siempre signifique pérdida de información sino reducción del ruido estadístico.

Siempre que fuera posible se decidió adoptar los criterios de planificación y de asignación de recursos más parecida a lo que muestra la realidad (quitándole peso a expresiones de voluntad de las distintas entidades que no siempre se cumplen).

Quedó fuera del análisis las perspectivas de ampliación de transporte y distribución tanto para gas como para electricidad. Si bien es un tema importante, requeriría un análisis separado de mayor profundidad.

2.4. ELECCIÓN DEL AÑO BASE Y HORIZONTE DE ESTUDIO

El modelo de proyección requirió la fijación de un año base o año de referencia. Este año representa el momento a partir del cual se harán las proyecciones de las distintas variables en estudio. Se eligió el año 2007 dado que es el último año para el que se tiene, en mayor medida, conocimiento de toda la información que se necesita para ingresar en el modelo. Por supuesto hubo excepciones en las que sólo se encontraron datos más antiguos, y debieron ser actualizados mediante distintos criterios de extrapolación. En el otro extremo, hay información que se actualiza con mayor periodicidad y se llegaron a obtener datos de 2008 e inclusive de 2009. En estos casos, esta información se incluyó más adelante en el modelo como parte de las proyecciones. Esto hizo que en definitiva no se perdiera información por elegir a 2007 como año base, pero la comodidad de adoptarlo hace más sencillo y uniforme la presentación del presente informe.

En cuanto al horizonte de estudio, lo que se tuvo que ponderar fue por un lado la posibilidad realista de proyectar las variables hacia el futuro con un cierto grado medio de confianza, y por el otro la utilización de un lapso acorde al enfoque estratégico con que se trata el problema energético en el informe. Si bien la proyección a 5 años tendría menos volatilidad que a 10 o más años, sería impensable que un problema como el energético, que al día de hoy sufre de problemas estructurales y no sólo de coyuntura, pueda ser encauzado en tan corto plazo.

Dicho esto, se creyó que 23 años (es decir, con año final de proyección 2030) resulta un tiempo lógico para la planificación estratégica y aun cuando las proyecciones puedan tornarse menos confiables hacia los últimos años, se tendrá una idea conceptual aproximada del objetivo a alcanzar. No es menor tener en cuenta que los proyectos asociados con el sector energético tienen, en general, larga vida e implican grandes inversiones (Vg.: la construcción de centrales hidroeléctricas o nucleares). Esto significa que si se quiere proponer un cambio en la matriz energética, se tiene que dar tiempo para que esto paulatinamente se pueda concretar.

2.5. UNIDAD A UTILIZAR

Un problema global como el del abastecimiento energético de un país implica considerar distintas fuentes de energía, muchas de ellas en distintos estados de agregación, con distintas características físicas y químicas, y con variados usos de unidades científicas o técnicas. La solución que se encontró a esto fue adoptar un criterio alineado con la Secretaría de Energía (SE) que expresa el BEN en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP). Las ventajas de usar esta unidad en particular, según la SE son las siguientes:

- Es coherente con el sistema MKS
- Expresa una realidad física de lo que significa
- Está relacionada con el energético más importante (petróleo) de la actualidad
- Por tradición y conveniencia se utiliza en la Argentina.

Como muchos otros datos necesarios para la modelización vienen dados en otras unidades (como m³, toneladas, MW, etc.) fue importante poder articular el documento principal que guió el presente informe (el BEN 2007) con esta información periférica. Esto se logró adoptando las mismas equivalencias publicadas por la Secretaría de Energía (*ver anexo 5*). Estas fueron cargadas en LEAP a través de la base de datos de combustibles del programa.

Name	State	Type	Grouping	Net Energy Content		Lower/Higher Heating Value Ratio	Density (kg/liter)	Chemical Composition (by weight)						
				Energy	Units			% Carbon	% Sulfur	% Nitrogen	% Ash	% Lead	% Moisture	% Meth
Carbon de leña	Solid	Secondary Fuel	Biomass	6,500....	Kilocalorie	0.900	0.2500	88.000	0.000	1.400	1.000	0.000	5.000	0.0
Electricidad	Energy	Electricity	Electricity	1.0000	Gigajoule	1.000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0
Gas Natural	Gas	Fossil Resource	Natural Gas	8,300....	Kilocalorie	0.900	0.0007	73.400	0.010	0.030	0.000	0.000	0.000	0.0
Gasoil	Liquid	Secondary Fuel	Oil Products	10,200....	Kilocalorie	0.950	0.8450	86.500	0.400	0.590	0.000	0.000	0.000	0.0
GL	Liquid	Secondary Fuel	Oil Products	10,950....	Kilocalorie	0.950	0.5370	82.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0
GNC	Liquid	Secondary Fuel	Natural Gas	43,0420	Gigajoule	0.900	0.1280	75.000	0.010	0.030	0.000	0.000	0.000	0.0
Kerosene	Liquid	Secondary Fuel	Oil Products	10,300....	Kilocalorie	0.950	0.8080	85.000	0.035	0.580	0.000	0.000	0.000	0.0
Leña	Solid	Biomass Resource	Biomass	2,300....	Kilocalorie	0.900	0.7100	43.800	0.000	0.085	0.800	0.000	20.000	0.0
Nafta	Liquid	Secondary Fuel	Oil Products	10,350....	Kilocalorie	0.950	0.7350	84.600	0.044	0.600	0.000	0.000	0.000	0.0

Notes:
Charcoal - Solid residue consisting mainly of carbon obtained by the destructive distillation of wood in the absence of air. (Adapted from U.N., 1996, IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group, 1999)

Sources: energy content from U.N., 1990; density from Leach and Gowen, 1987; moisture content from SEI, 1999; other data from Smith, 1987. Net/gross heating value ratio assumed same as for wood. Fraction oxidized assumed same as coal.

References:
Author (Year)
U.N. (1990)
SEI (1999)
Smith, K. (1987)

Figura 2.2. Base de datos de combustibles incluida en LEAP

2.6. ESCENARIO DE REFERENCIA

Se denomina “Escenario de Referencia” al conjunto de valores que adoptan las variables del modelo entre los años bajo estudio (2007 a 2030) bajo una hipótesis de continuidad aproximada en las tendencias de los principales indicadores económicos, sociales y políticos del país, y en su relación con el Sistema Energético Nacional. Esto no necesariamente quiere decir que las variables se mantienen constantes o con el mismo crecimiento que se venía dando en los últimos años, sino más bien que evolucionarán en un ambiente sin cambios radicales en los tres ejes ya mencionados.

Para ilustrar esto, se podría decir que pensar en una política estatal agresiva que impulse la generación eléctrica por medio de combustibles renovables, se considera para los propósitos del trabajo una política “radical”, no continuista, ya que no se infiere directamente de lo que ha acontecido hasta el momento de elaboración del presente.

El propósito del escenario de referencia es doble. El primero es que permite trazar la evolución de todas las variables de una manera lógica cargando así al modelo con sus datos de entrada. Como los escenarios que se utilicen sólo modificarán ciertas variables seleccionadas del conjunto total, tener un escenario base ahorra el trabajo de re-pensar todas las proyecciones de todas las variables para cada escenario.

El segundo propósito tiene que ver con la evaluación de las políticas implementadas en cada escenario. En ese sentido, el “Escenario de Referencia” actúa análogamente a la muestra de control en un experimento de laboratorio. Los aspectos positivos o negativos serán medidos siempre en relación a ese escenario “neutro”. A partir de aquí, y hasta el capítulo que trata explícitamente sobre distintas políticas de escenarios (*capítulo 5*), se trabajará con datos referentes al “Escenario de Referencia”.

III. DEMANDA

3.1. INTRODUCCIÓN

Para poder modelizar la demanda fue necesario en primera instancia llegar a una subdivisión en sectores. Lo que se buscó fue que cada sector tuviera una lógica interna, y una actividad global que estuviera asociada al consumo energético, de modo tal de llegar a la demanda sectorial como una consecuencia, y no como una proyección histórica aislada. Esto no sólo puede dar mejores proyecciones, sino que además permite asociar escenarios concretos al uso de energéticos puntuales. Es, en resumen, un modelo causal en el que se cuantifican los consumos asociados a distintos *drivers*, y en base al crecimiento o deterioro de estos *drivers* se pronostican los consumos esperados.

Debido a que la Secretaría de Energía segrega a la demanda en 6 sectores definidos para armar el BEN, se decidió adoptar a los mismos como los sub-sectores a modelizar, a saber:

- **Residencial:** corresponde al consumo de hogares urbanos y rurales del país.
- **Transporte:** incluye los servicios de transporte dentro del territorio nacional, sean públicos o privados, para los distintos medios y modos de transporte de pasajeros y carga (carretero, ferrocarril, aéreo y fluvial-marítimo).
- **Industrial:** comprende a todos los consumos energéticos de la actividad industrial ya sea extractiva o manufacturera (pequeñas, medianas y grandes empresas), y para todos los usos excepto el transporte de mercaderías que queda incluida en el rubro “transporte”. Incluye los consumos energéticos del rubro “construcción”. Existen una serie de salvedades que se explicarán en la sección que trata a este sector (*ver sección 3.2.3*).
- **Agropecuario:** comprende el consumo de combustibles relacionados con la actividad agrícola y pecuaria.
- **Comercial y público:** abarca el consumo de todas las actividades comerciales y de servicios de carácter privado, los consumos del gobierno a todo nivel (nacional, provincial, municipal), instituciones y empresas de servicio público.
- **No energético:** está definido por los consumidores que emplean fuentes energéticas como materia prima para la fabricación de bienes no energéticos, por ejemplo el uso de solventes en la industria petroquímica.

No se incluyó bajo el estudio de la demanda el denominado consumo propio de los sectores de transformación, como podría ser la electricidad que utilizan las refinerías,

las plantas de tratamiento de gas, etc. Esto se tratará más adelante con el estudio de la oferta, ya que está asociado directamente a ésta.

Dado que el problema en estudio se encaró desde un enfoque global y estratégico a nivel país, se consideró que se debía priorizar el nivel de profundidad con el que cada sector sería estudiado y modelado. El criterio adoptado, en vistas de proporcionar la mayor fidelidad a las proyecciones realizadas, fue el de concentrar el nivel de detalle en los primeros tres sectores de mayor consumo anual. Esto no implicó dejar fuera del modelo a los otros sectores, sino simplemente tratarlos como sub-sectores más simples, reconociendo que el error de sus proyecciones impactará menos en la integridad de los resultados del estudio.

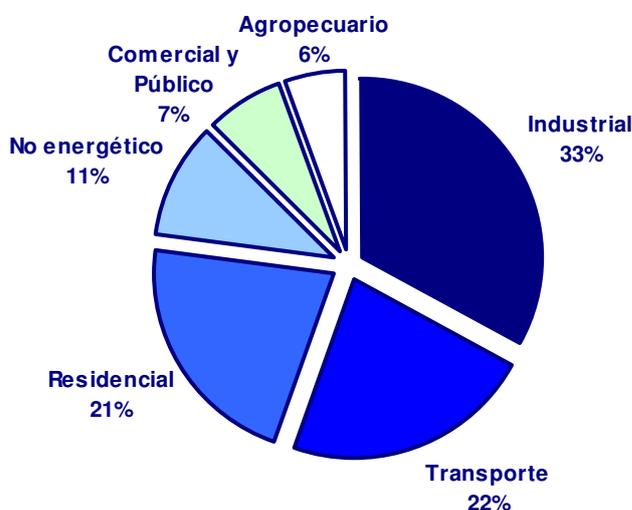


Figura 3.1. Proporción de consumo energético por sector
Fuente: Elaboración propia en base al BEN 2007.

El gráfico se hace sobre el total del consumo final. Se observa que 76% de la demanda está concentrada (en orden de consumo decreciente) en el sector industrial, transporte y residencial. Los otros tres sectores totalizan en su conjunto un 24%. Como ya se mencionó, entonces, la máxima discreción se centrará en los 3 rubros de mayor consumo.

3.2. CONSUMO POR SECTOR

3.2.1. Sector residencial

El sector residencial impacta en la demanda energética de manera especial, ya que además de ser en su conjunto un gran consumidor de la misma, cuenta con la priorización que se le otorga a la hora de suministrarla. Es decir, en caso de

desabastecimiento otros sectores sentirán los cortes antes que los residenciales. Esto se da por cuestiones principalmente sociopolíticas y legales, puesto que el Estado Nacional tiene la obligación de garantizar el suministro de los servicios básicos. Por eso se eligió a este sector como el primero bajo análisis.

Para caracterizar esta demanda, se tienen que entender dos factores claves: la cantidad de hogares habitados y la caracterización del consumo de los hogares. A continuación se trata cada uno.

3.2.1.1. Cantidad de hogares habitados

Esta variable es fundamental ya que es el *driver* central sobre el que se monta el consumo energético residencial, y será el que se utilice para las proyecciones de LEAP. Cada hogar habitado es un centro de consumo, y es lógico pensar que con la existencia de más hogares, el consumo agregado crecerá. El problema que se presenta es que el último censo de población se hizo en 2001 y no se lleva un registro continuo de la cantidad de hogares de todo el país, sino como interpolaciones entre años censados. El siguiente cuadro resume información importante que se utilizó:

Año	Viviendas habitadas	Personas con techo	Población total	Personas por vivienda	% Sin techo
1960	4.403.199	19.374.076	20.616.010	4,4	6,0%
1980	7.104.016	27.705.662	28.093.507	3,9	1,4%
1991	8.515.441	32.358.676	33.028.546	3,8	2,0%
2001	10.073.625	36.260.130	37.156.195	3,6	2,4%

Tabla 3.1. Información sobre viviendas

Fuente: INDEC y Consejo Nacional de la Vivienda

Los censos muestran que la cantidad de personas por vivienda fue disminuyendo a través de los años y que el porcentaje de personas “sin techo” decreció fuertemente respecto del 60, pero luego se estabilizó en un valor cercano al 2% de la población total. El primer fenómeno (menos personas por vivienda) no es sencillo de explicar y podría tener raíz en un cambio socio-económico o en un cambio cultural. En el pasado las familias se constituían en un solo hogar, incluyendo distintas generaciones como abuelos, padres e hijos, mientras que hoy en día eso no se acostumbra.

También es importante señalar que no todas las provincias poseen el mismo promedio de personas por vivienda. Para dar un ejemplo, según el Censo 2001 del INDEC, para la Ciudad de Buenos Aires el promedio era de 2,66 habitantes por hogar, siendo éste el más bajo del país, contrapuesto con el de Santiago del Estero que era de 4,49 habitantes por hogar. Luego otras provincias tuvieron números intermedios como el caso de 3,45 para Córdoba, 3,82 Mendoza y 3,41 Santa Fe. El cambio en el crecimiento relativo de la población de las distintas provincias pudo haber sido el causante de la disminución del promedio a nivel país.

Se considera que la tendencia decreciente del número de personas por vivienda seguirá hasta alcanzar una estabilización. Esta hipótesis se ve corroborada por estudios de la consultora Euromonitor International.

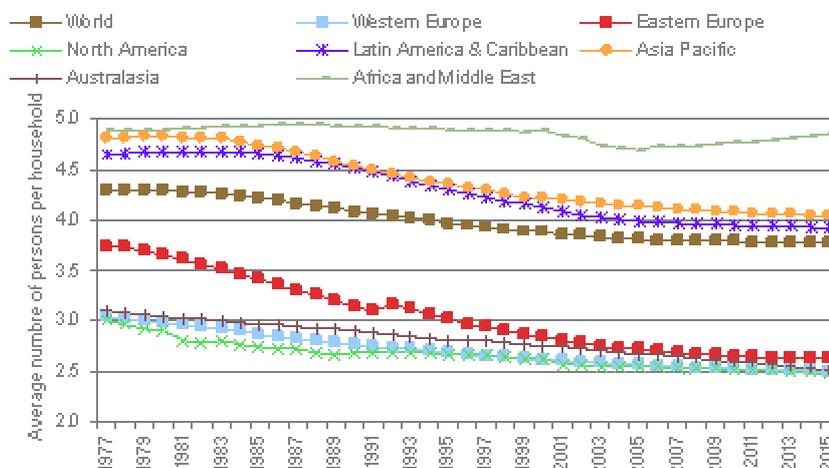


Figura 3.2. Evolución de los habitantes por hogar en distintos lugares del Mundo.

Fuente: Euromonitor International²

Es claro que el valor de estabilización no podrá ser menor que el de la región geográfica con menor promedio (a menos que ésta también disminuya, lo que es poco probable por ser en sí misma muy pequeña), es decir, menor que 2,66 hab/hogar. Se adoptó un valor de 3,1 hab/hogar que resulta lógico si se compara con valores de países más desarrollados como España que en 2001 tuvo 2,9 habitantes/hogar³. Los valores año a año utilizados surgieron de realizar un ajuste exponencial⁴ con los 4 años de datos, y asumiendo valor de estabilización 3,1. A continuación se puede ver el gráfico obtenido:

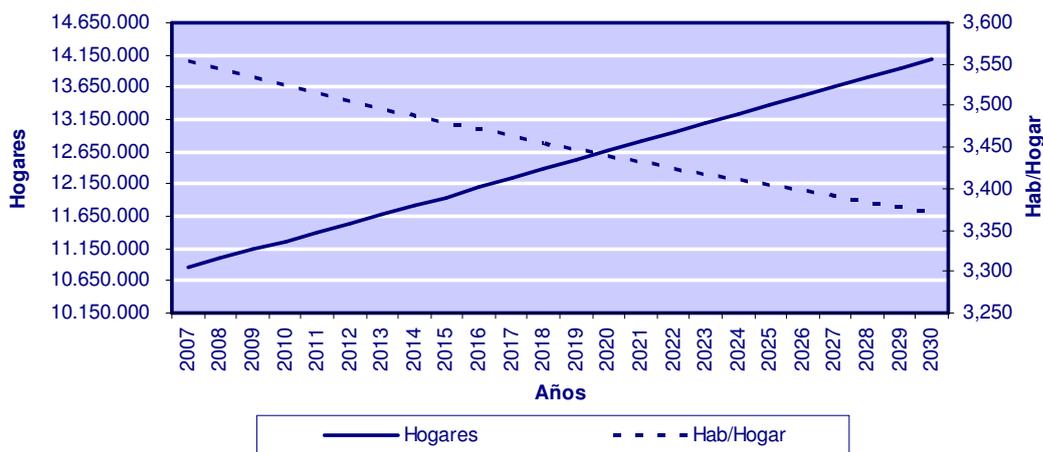


Figura 3.3. Evolución pronosticada de habitantes por hogar, y hogares en Argentina

²Fuente: http://www.euromonitor.com/Articles.aspx?folder=Changing_household_patterns_create_opportunities_for_construction_retail_and_finance&print=true

³ Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas de España (INE)

⁴ La fórmula utilizada fue: $y = 3,1 + 1,37 \cdot 10^{19} \cdot e^{-0,0223 \cdot x}$, donde x es el año en estudio

La figura muestra la evolución proyectada de la cantidad de habitantes por hogar y también la proyección de la cantidad de hogares hasta 2030. Estos se calcularon con la siguiente fórmula:

$$Hogares = \frac{Población\ Total \cdot (100 - Porcentaje\ "Sin\ Techo") / 100}{Hab / Hogar} \quad (3.1)$$

Las proyecciones de población total se tomaron del INDEC, pero como el organismo sólo indica valores hasta 2015, se continuó con la tendencia hasta 2030, respetando las mismas premisas adoptadas por éste. El porcentaje “Sin Techo” se tomó como 2% constante a través de los años ya que no ha variado mucho en los últimos 30 años, y no hay evidencia que sugiera que esto se revertirá.

3.2.1.2. Acceso de los hogares a servicios energéticos

Los hogares de distintas regiones del país tendrán accesos desiguales a los servicios corrientes de electricidad y gas (los principales energéticos que se manejan por red). Esto está determinado en parte por el grado de urbanización de la región, y de la cercanía o lejanía de polos industriales que hayan fomentado la creación de la infraestructura necesaria para transportar la energía.

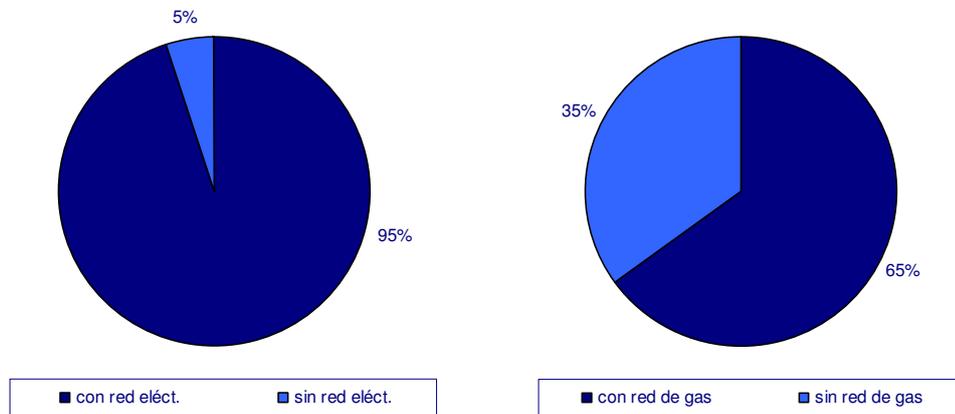


Figura 3.4. Proporción de hogares con acceso a servicios energéticos básicos de red
Fuente: Censo 2001 INDEC

Según el Censo 2001, el 95% de los hogares del país tenían acceso al servicio eléctrico pero sólo 65% tenía acceso a gas de red. Esto resulta importante debido a que aquellos hogares que no consuman gas de red por no tenerlo disponible, deberán compensar utilizando otros combustibles como el GLP, leña, kerosene y carbón de leña.

En el escenario de referencia se adoptaron crecimientos para la penetración tanto de las redes de gas como de electricidad. Para el último caso, dado que ya de por sí el valor de penetración es elevado (95%), se planteó un crecimiento que hacia 2030 llegue a un valor final de 98%. Debe entenderse que muy difícilmente se logre conectar al 100% de los hogares principalmente porque existen zonas para las cuales las inversiones necesarias sobrepasarían ampliamente las perspectivas de ingresos, dando una rentabilidad muy baja.

La red de gas también crecerá no sólo por las perspectivas de negocio sino también porque las distribuidoras de gas están obligadas a invertir para realizar ampliaciones. Entre 2002 y 2007 la penetración incrementó en promedio en 1% anual⁵. Otra manera de ver esto es a través de las inversiones de las licenciatarias de gas (tanto transportistas como distribuidoras) que crecieron de manera consistente entre 2002 (199,8 MM\$ corrientes) y 2007 (488,5 MM\$ corrientes)⁶. Teniendo en cuenta que el bajo costo del gas impulsó ampliamente la demanda luego de 2001, y que dicha situación no es sostenible, se propuso una tasa de crecimiento inferior (0,8% absoluta) a partir de 2007, alcanzando en 2030 un valor de 80% de manera lineal.

3.2.1.3. Caracterización del consumo de los hogares

Como ya se ha discutido anteriormente, el crecimiento en la cantidad de hogares es un determinante en el crecimiento de la demanda de energía del sector residencial. Pero también es cierto que los hábitos de consumo de cada hogar serán los que eventualmente regulen con qué ritmo crecerá la participación del sector en la matriz energética. A este respecto, se abordaron 2 temas importantes que sirvieron para incluir en el modelo la decisión que tienen las personas de un hogar para consumir más o menos, y en qué proporción según el uso que se le dé (iluminación, acondicionamiento, etc.).

- **Niveles de consumo residencial**

A raíz de las denominadas “tarifas sociales” que discriminan el precio de la electricidad residencial, se han publicado una serie de artículos en revistas especializadas que indican que el nivel de consumo eléctrico de un hogar (Vg.: cuántos kWh por bimestre utiliza en promedio) se relacionan débilmente con el ingreso per cápita de los hogares, y en cambio aparece muy afectado por el tamaño del hogar y las condiciones de entorno que determinan su equipamiento [Navajas, 2009]. Esto último podría ilustrarse pensando en aquellos hogares que no tienen gas de red, y deben compensar utilizando mayor energía eléctrica para mantener el nivel de confort deseado. La consecuencia

⁵ El crecimiento del 1% es en términos absolutos, no en términos relativos. Esto quiere decir que a la penetración se le fue sumando un 1% anual, y no que la penetración subió en un 1% multiplicativo.

⁶ Fuente: Enargas

directa de esto es que no pueden hacerse inferencias sobre niveles de consumo basadas en datos socio-económicos, sino que se deben utilizar datos específicos que revelen estos patrones.

kwh por bim	% de usuarios residenciales	% de consumo sobre el consumo total residencial
Hasta 1000	88,5%	67%
Entre 1000 y 2800	11,1%	27%
Mayor a 2800	0,4%	6%

Tabla 3.3. Información sobre nivel de consumo eléctrico residencial

Fuente: Montamat y Asoc. (Marzo 2009)

Del estudio de la consultora Montamat y Asociados puede verse que la gran mayoría de usuarios (88,5%) consumen menos de 1000 kWh por bimestre, con una media de 330 kWh/bim⁷, y sin embargo representan menos del 70% del consumo total de electricidad residencial. Dado que la última categoría (mayor a 2800 kWh/bim sólo incluye a 0,4% de los usuarios, se decidió tomar dos tipos de usuarios: usuarios no intensivos de menos de 1000 kWh/bim y media 330 kWh/bim, y usuarios intensivos de más de 1000 kWh/bim y media 1250 kWh/bim. Para el escenario de referencia, los porcentajes tanto de usuarios como de consumo sobre el total residencial, se consideraron constantes.

3.2.1.4. Uso de la electricidad

Dentro de un hogar la electricidad tiene distintos usos, y lo que determina el consumo final de una residencia es la potencia de los artefactos eléctricos utilizados, y las horas de uso. A este respecto, y considerando que el modelo de simulación utilizado es un agregado a nivel nacional, lo que se utilizó fueron estudios generales sobre los usos de la electricidad. Estos estudios son aproximados, ya que trabajan con muestras y realizan inferencias respecto del total de la población, pero sin embargo muestran una consistencia sorprendente. Según el Instituto Nacional de Tecnología Industrial, los usos se distribuyen de la siguiente manera:

⁷ Este valor surge de combinar la información de la tabla con la información del BEN. Considerando que el rango del primer grupo es entre 0 y 1000 kWh/bim, y que el consumo promedio es menor a 500 kWh/bim, se entiende que la distribución no es simétrica, teniendo un sesgo hacia los valores menores de consumo. Sin embargo, no se tiene suficiente evidencia como para realizar un estudio de ajuste estadístico (Ej.: Chi-cuadrado o Kolmogorov-Smirnov).

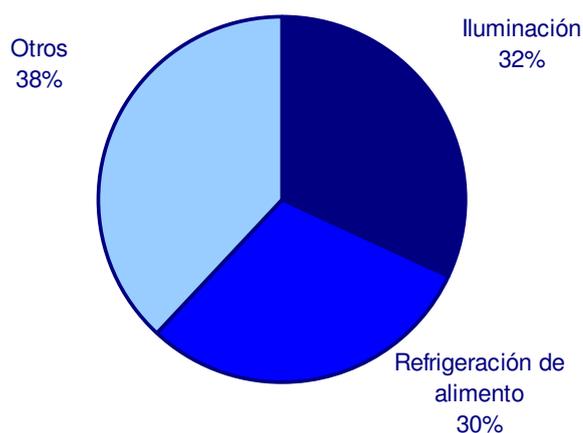


Figura 3.5. Proporción de electricidad según uso dentro del hogar
Fuente: INTI

Tanto la Secretaría de Energía, la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (Fundelec) y otros estudios independientes, avalan estos valores, lo que haría pensar que aun desde un ámbito tan general como la visión a nivel país, estas cifras tienen sentido. La iluminación incide por su uso cotidiano, y la refrigeración por involucrar artefactos que se encuentran funcionando las 24 horas del día.

La categoría “Otros” incluye desde T.V, audio, lavarropas, hasta aire-acondicionado, estufas eléctricas, y artefactos parecidos. Si bien existen algunos estudios preliminares que desglosan esta tercera categoría en sus elementos constituyentes, estos suelen estar desactualizados y no parece haber demasiada concordancia entre los valores. Lógicamente, esto dependerá más de los usos de cada hogar y hace las conclusiones menos generalizables. A pesar de esto, el manejo de 3 categorías es suficiente para los propósitos del presente trabajo. Esta distribución de consumos se considera fija a través del tiempo para el escenario de referencia.

3.2.1.5. Resumen de consumo residencial

Con todo lo ya analizado, y utilizando los consumos extraídos del BEN 2007, se pudo calcular cuánto representan las distintas categorías de demanda, llegando a un valor de intensidad (en TEP anuales) por hogar. El siguiente esquema resume la información:

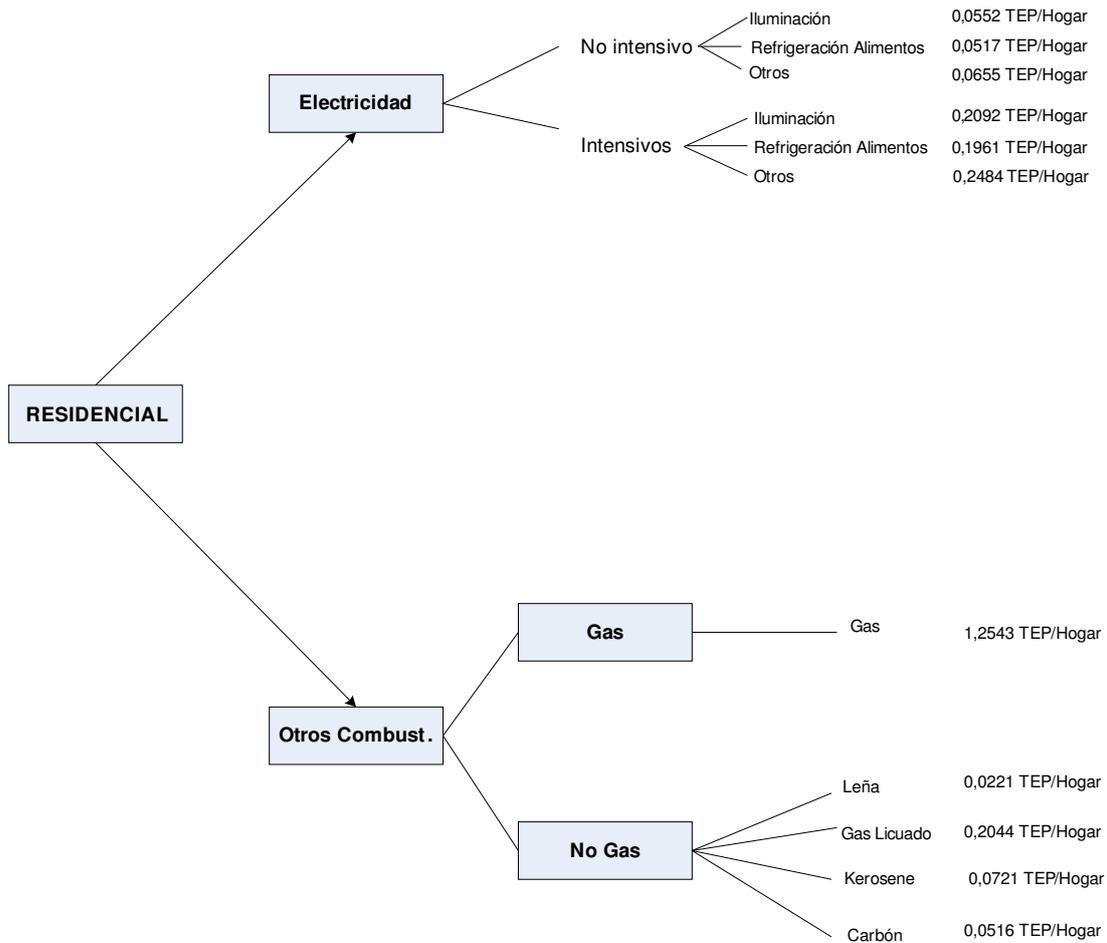


Figura 3.6. Diagrama esquemático de la modelización energética residencial

La figura debe interpretarse de la siguiente manera. Los hogares utilizan tanto electricidad como otros combustibles. El consumo de electricidad (correspondiente al 95% de los hogares) se puede dividir en intensivo o no intensivo, según los kWh/bim. A su vez, cada tipo de usuario adjudicará parte de la energía a iluminación, refrigeración de alimentos y otros usos. En lo que respecta a otros combustibles, se consideró que todos aquellos que tuvieran acceso a redes de gas (65% de los hogares en 2007) no utilizarían otros combustibles. Esto no es estrictamente correcto, pero no existe información pormenorizada de estas diferencias, y los errores producidos no se consideran significativos dentro del esquema mayor del modelo. El 61% restante utilizan leña, gas licuado (GLP), kerosene y carbón con las intensidades promedio señaladas en la figura. Toda esta información fue volcada al modelo.

El cálculo de los consumos específicos por hogar mostrados en la figura fue hecho partiendo de los datos proporcionados por el BEN, y dividiendo en cada caso por la cantidad de hogares correspondientes a cada categoría. Los valores expuestos en la

figura corresponden al año 2007, pero como se verá a continuación, el consumo por hogar ha aumentado a través de los años:

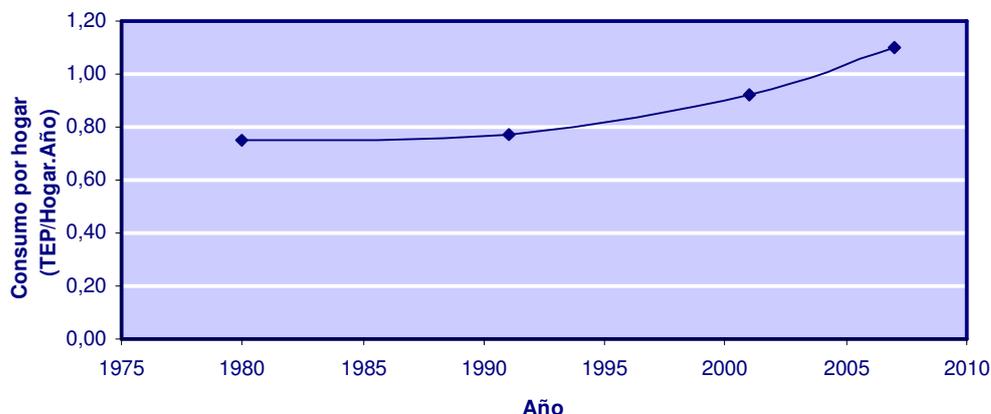


Figura 3.7. Evolución histórica del consumo energético por hogar

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC y Secretaría de Energía

En promedio un hogar consumió más electricidad en 2007 que en 1980. Una razón para esto podría ser que a medida que un país se va tornando más desarrollado y adquiere más riqueza por habitante, se le da más preponderancia a ciertas comodidades, como podría ser mayor uso de agua caliente, o utilización de más electrodomésticos. Como el ritmo de crecimiento ha aumentado hacia los años 2000, se utilizó esta tasa mayor para reflejar la evolución actual. Este valor (3% anual) sirvió para proyectar los consumos por hogar a partir de 2007, asumiendo que tanto hogares intensivos como no intensivos crecen al mismo ritmo su consumo.

3.2.1.6. Tabla resumen de proyección del consumo residencial

Sector	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo Residencial (MM TEP)	13,82	17,51	22,18	27,94	35,06

Tabla 3.4. Proyección de consumo residencial (Escenario Referencia)

3.2.2. Sector transporte

El transporte tanto de pasajeros como de cargas es una actividad que demanda mucho combustible de diverso tipo. Para analizar el problema, debe clasificarse el tipo de transporte en categorías:

- **Por carretera:** incluye automóviles particulares, taxis, remises, autobuses urbanos e interurbanos y camiones de carga.

- **Por riel:** incluye eléctricos (principalmente subterráneos) y no eléctricos (para transporte de pasajeros y de carga).
- **Por aire:** incluye vuelos de cabotaje e internacionales.
- **Por agua:** incluye el transporte fluvial-marítimo principalmente asociado al movimiento de cargas.

Se profundizará en cada una de las categorías.

3.2.2.1. Por carretera

La Argentina se ha volcado fuertemente al transporte carretero acompañando a una disminución muy importante en la preponderancia del ferrocarril. Esta categoría sobre las otras, es una de las que más variedad de combustibles utiliza, incluyendo naftas, gasoil y GNC. Un problema que se encontró a la hora de particularizar el consumo por categoría y sub-categoría fue que el BEN expone datos agregados por combustible y no discrimina por tipo de vehículo. Sin embargo, es muy importante entender, al menos de manera aproximada, esta sub-división de modo de poder pronosticar más fielmente los valores futuros e identificar puntos de mejora concretos. Para eso se fueron desarrollando criterios que permitieran distribuir el valor agregado del BEN en cada categoría de vehículos.

3.2.2.2. Automóviles

Se partió estudiando los automóviles, rubro que incluye autos particulares, taxis, remises y pick-ups. Estos pueden requerir nafta, gasoil o GNC. El *driver* natural para el consumo de combustible de cualquier vehículo de pasajeros serían los kilómetros recorridos, considerando una eficiencia promedio como factor técnico de conversión entre kilómetros y litros de combustible utilizados. Pero en el caso de automóviles, conocer el promedio de kilómetros hechos por auto no es sencillo, y no hay estudios actualizados que estén públicamente disponibles.

El enfoque que se adoptó, por ende, fue asociar un consumo promedio por auto, lo que quiere decir que a mayor cantidad de autos, mayor será el consumo de combustible. En términos prácticos, esto querría decir que en el modelo se podría cambiar la proyección de consumo de combustibles cambiando el número de autos del parque automotor, o variando el consumo propio promedio de cada auto. Esto último se puede dar por un cambio en los hábitos de los dueños o por cambios tecnológicos que hagan a los motores más eficientes. Según datos de la ADEFA, la cantidad de automóviles en 2007 era de 5.745.200. A su vez, la distribución de utilización de combustibles era aproximadamente la siguiente:

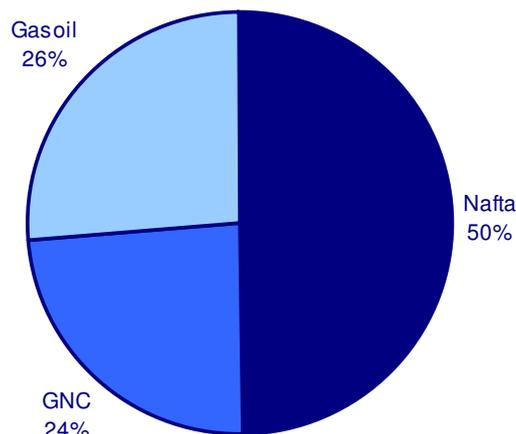


Figura 3.8. Proporción de automóviles según uso de combustible
 Fuente: Elaboración propia en base a ADEFA y Abeceb Consultora.

A la categoría GNC debería entenderse como “GNC optativo”, ya que también podrían cargar nafta. Para propósitos del trabajo se considera que el parque de automóviles con motor apto para gas, carga GNC exclusivamente. Debe subrayarse que la cantidad de autos a nafta se calculó por diferencia entre el total y las otras dos categorías, ya que no se encontraron datos explícitos detallando esa información.

Las proyecciones del crecimiento del parque automotor se basaron en series históricas del número total de vehículos. El Registro Nacional de Propiedad del Automotor sólo proporciona al público general los datos totales incluyendo además de automóviles, camiones de carga, autobuses y colectivos. Sin embargo, si se considera que los automóviles representaron el 74% del total de vehículos, podría asumirse que el ritmo de cambio del total correspondería de manera bastante ajustada al de la categoría particular en estudio. La evolución histórica y proyectada para el parque automotor total del país se muestra en la figura.

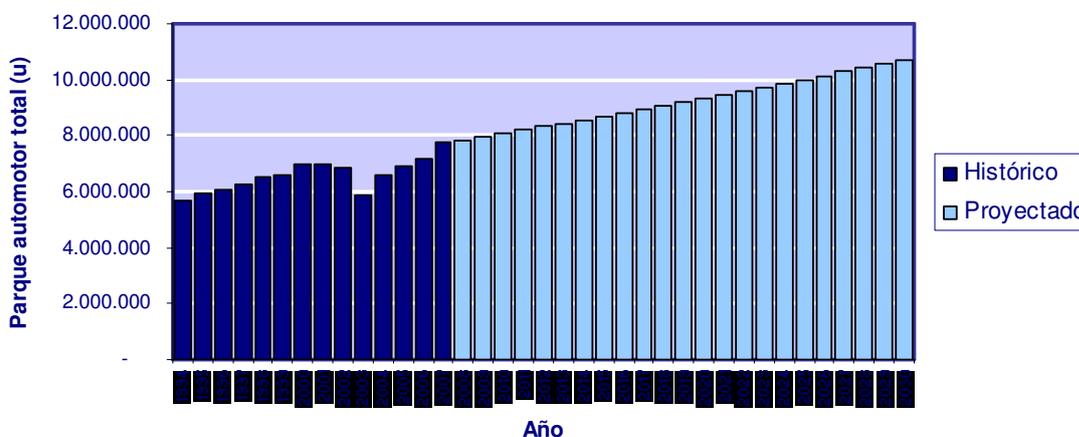


Figura 3.9. Evolución histórica y proyectada del parque automotor total
 Fuente: Adefa y Registro Nacional de Automotores

Para llegar a la proyección se consideró que la cantidad de habitantes por vehículo disminuiría (aumentaría el número de autos por persona) como vino sucediendo en los últimos años después de la crisis 2001. Se adoptó una disminución del 0,5% anual hasta 2030. Como el dato que verdaderamente interesa es el de automóviles, las proyecciones deben multiplicarse por 0,74, proporción que se considera fija a través de los años.

En relación a los consumos de combustible en 2007, se calcularon tomando los siguientes criterios. Los autos a nafta (tratados como una sola categoría a pesar de las diferencias entre nafta super, nafta común, etc.) consumieron la totalidad especificada en el BEN 2007 bajo el nombre de “motonaftas”. En rigor, las motonaftas incluyen también a las aeronaftas usadas en aviación, pero la aeronafta representa sólo el 0,66% del combustible utilizado en los aviones, siendo el resto kerosene. Esta pequeña discrepancia se despreció. El consumo de GNC también salió directamente del BEN 2007. Tanto para las naftas como para el GNC, se adoptó la simplificación de considerar que sólo los automóviles usan otro combustible además del gasoil. Lo cierto es que hay algunos camiones a GNC, pero no representan a la gran mayoría. Los litros de gasoil demandados se obtuvieron de una nota del Diario Perfil⁸. En 2007, el consumo calculado por auto fue:

Combustible	Consumo TEP/auto
Nafta	0,693
GNC	1,854
Gasoil	0,652

Tabla 3.5. Consumo estimado por auto según tipo de combustible
Datos 2007

A modo meramente ilustrativo puede mencionarse que el consumo de nafta promedio es aproximadamente 900 litros por año que corresponderían a un uso de casi 200 kilómetros por semana con una autonomía de 10 km/litro.

Para el escenario de referencia sólo se considerarán cambios de consumo por razones técnicas, específicamente por mejora de la eficiencia de los motores. Si bien no se tienen planes estatales activos que fomenten el desarrollo de autos más eficientes dentro del país la realidad indica que el Mundo se mueve hacia esa dirección. El presidente estadounidense, Barack Obama, anunció en mayo de 2009 nuevos estándares para 2016 que pretenden reducir el consumo de los autos en un 30%⁹. La Argentina tendrá plazos más grandes para cumplir esto, pero se cree que eventualmente alcanzará ahorros

⁸ **Fuente:** <http://www.diarioperfil.com.ar/edimp/0206/articulo.php?art=3875&ed=0206>

⁹ **Fuente:** <http://www.elpais.com.uy/090520/pinter-418121/internacional/autos-seran-mas-limpios-y-eficientes-en-los-ee-uu->

parecidos. Para el escenario de referencia se adoptó una disminución lineal con un valor final en 2030 igual al 70% del expuesto en la tabla anterior.

3.2.2.3. Transporte de pasajeros

Esta categoría comprende autobuses urbanos (colectivos de línea para moverse dentro de la ciudad) e interurbanos (autobuses para viajar entre ciudades). A diferencia de los automóviles, existe información suministrada por las empresas transportistas acerca de los kilómetros recorridos anualmente. Como la verdadera demanda de transporte depende de cuántas personas viajen en el autobús, es decir la carga media, se utilizó el concepto de pasajero-km. Esta medida es simplemente la cantidad de kilómetros totales multiplicado por la carga media. Si se analizan los kilómetros aparentes¹⁰ recorridos per cápita, se puede observar que mientras el transporte urbano ha presenciado un descenso notable en los últimos 20 años, el transporte interurbano tuvo una tendencia más constante, con un crecimiento a partir de 2001.

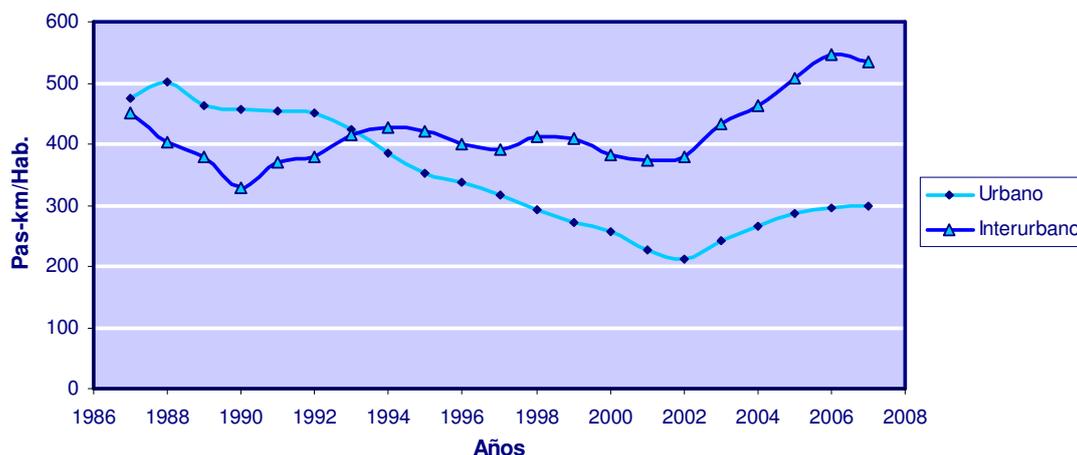


Figura 3.10. Evolución histórica de los pas-km/hab según tipo de transporte carretero de pasajeros
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Transporte de la Nación

No hay estudios serios hechos respecto de la evolución del uso del transporte urbano e interurbano, por lo que se trató de adoptar los criterios más lógicos que guardaran relación con las otras hipótesis del modelo. Para los colectivos urbanos, por ejemplo, habiendo considerado que la fracción de automóviles por persona iba a incrementar, se consideró que el número de pas-km/hab caería de tal forma de llegar a 250 pas-km/hab en 2030. En una nota reciente del diario La Nación se remarca justamente que aun cuando todas las variables juegan en contra del auto privado y a favor del transporte público, como por ejemplo el subsidio de la tarifa del colectivo, el encarecimiento de los peajes, el refuerzo del control y otros parecidos, la preferencia por el auto sigue

¹⁰ Se denominan “kilómetros aparentes per cápita” a la cantidad de pasajero-km dividido entre el total de la población. La palabra aparente responde al hecho de que verdaderamente el número sería mayor teniendo en cuenta que la base de personas que viajan es menor.

preponderando entre los argentinos¹¹. Esto implica que el mercado no se mueve con consumidores racionales, sino que la idiosincrasia juega un rol importante.

El transporte interurbano se cree que seguirá creciendo, pero a un ritmo menor que el de los últimos años. Se adoptó un crecimiento del 1% anual que corresponde aproximadamente al crecimiento promedio a largo plazo calculado con los 22 años de datos.

Los consumos calculados de gasoil fueron los siguientes:

- **Urbano:** 0,29 litros/veh-km (15,3 TEP cada millón de pas-km)
- **Interurbano:** 0,25 litros/veh-km (8,5 TEP cada millón de pas-km)

3.2.2.4. Transporte de cargas

Este rubro resulta muy importante pero desafortunadamente la información que se tiene es escasa y estimada. La propia Federación Argentina de Entidades Empresarias de Autotransporte de Cargas (FADEEAC) informó que debido al costo de llevar estadísticas, no se realiza una tarea específica de recolección de datos. La ADEFA proporciona la cantidad de camiones de carga dentro del parque automotor 2007, que fue igual a 440.708 unidades. De estimaciones propias de la FADEEAC se informó que el recorrido promedio de un camión es de 50.000 km/año, siendo su consumo de 0,24 litros de gasoil por kilómetro (206,8 TEP por cada millón de km). El kilometraje total se calculó como el número de vehículos por el recorrido promedio, dando 22.000 millones de km anuales. Por falta de mejor información, se le adjudicó una tasa de crecimiento de 2,7% igual a la del ferrocarril de carga (ver más adelante).

3.2.2.5. Por riel

El transporte por riel puede ser accionado por electricidad o por gasoil.

En el primer caso, se incluyen 6 líneas de subte (A, B, C, D, E y H), 1 ramal de ferrocarril (Urquiza) y 2 ramales de tranvía (Premetro). El consumo eléctrico se asocia a la cantidad de coche-km realizada en el año. En la actualidad, la red subterránea abarca 44,1 km y cuenta con 620 coches. La variación de consumo se dará tanto por la inclusión o exclusión de coches, como por la construcción de nuevas líneas o extensión de las ya existentes. Este último caso, por requerir inversiones mayores, es menos probable, aunque en el plazo de los siguientes 20 años no cabe duda que se verán ampliaciones. El consumo calculado en función del BEN 2007 fue de 19 kWh por coche-km y se consideró constante para el horizonte temporal del modelo. La evolución

¹¹ **Fuente:** http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1137715

del indicador coche-km de los subtes no ha mostrado mucha variación durante los últimos años, aun considerando que se han agregado 5% de coches año tras año entre 2005 y 2007.

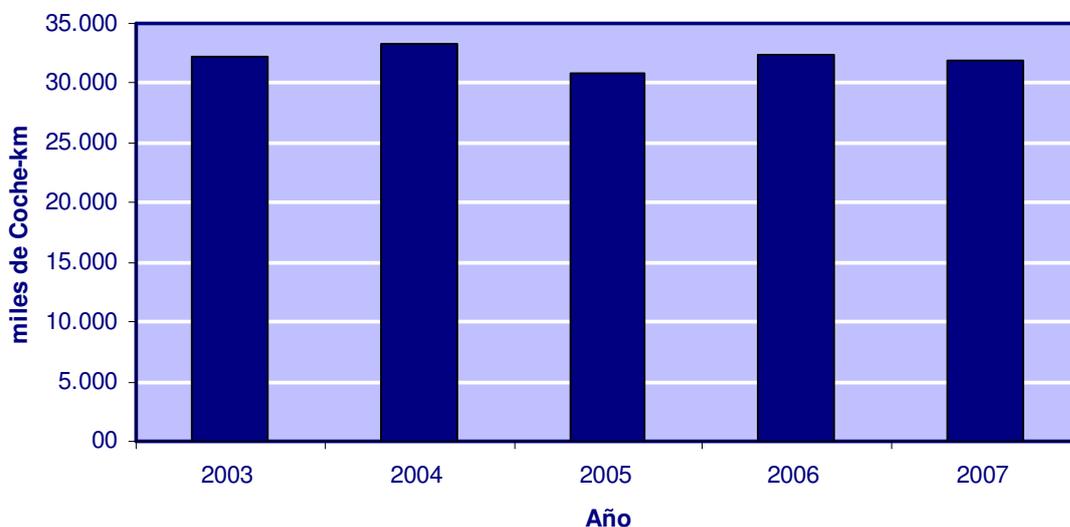


Figura 3.11. Evolución histórica de los coches-km de transporte eléctrico de pasajeros por riel
Fuente: INDEC

Por la naturaleza de este tipo de transporte, la variación de capacidad es limitada y se da en escalones, permaneciendo entre períodos de variación relativamente constante. Sin embargo en el modelo se utilizó una suavización de la tendencia dado que no se tiene certeza de los momentos concretos en los que se harán las ampliaciones. Se propuso, entonces, para el escenario de referencia, un crecimiento hacia 2011 que aumente la cantidad de coche-km en un 30% (ya que, si bien el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires propone llevar la extensión de subtes al doble para ese mismo año¹², el número de obras comenzadas parecería sugerir que este objetivo es sobre-optimista y ya se anunciaron demoras esperadas¹³). A partir de 2011 se tomó un crecimiento de 1% anual que responde a pequeñas ampliaciones o aumentos de frecuencia entre coches.

El transporte por riel no eléctrico comprende tanto el manejo de cargas como de pasajeros. El consumo de gasoil para los ferrocarriles de carga estará asociado a las toneladas-km recorridas, mientras que para los ferrocarriles dependerá de los pasajeros-km.

La Secretaría de Transporte Ferroviario no posee estadísticas del consumo de gasoil agregado, sin embargo proporcionó una estimación del uso de combustible para las

¹² Fuente: http://www.buenosaires.gov.ar/areas/obr_publicas/subtes/?menu_id=177

¹³ Fuente: http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1047424

locomotoras más utilizadas en la Argentina bajo las condiciones normales de trabajo¹⁴. Conociendo, además los tren-km recorridos anualmente (proporcionados por la Secretaría de Transporte Ferroviario), se pudo calcular un uso anual de casi 90.000 TEP de gasoil. Esto da un total de 210 TEP por millón de pas-km.

El transporte de cargas por ferrocarril tuvo un consumo aproximado de 100.000 TEP anuales¹⁵, dando un valor de 7,76 TEP por millón de tonelada-kilómetro.

Los pronósticos de los pas-km y de las ton-km se hicieron tomando el crecimiento promedio de los últimos 5 y 8 años respectivos (por falta de series más largas de datos históricos):

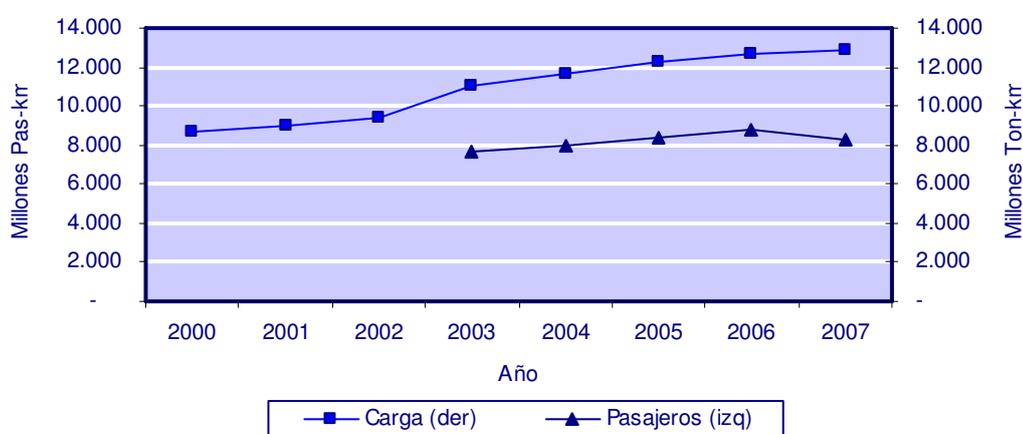


Figura 3.12. Evolución histórica de los pas-km de transporte no eléctrico por riel, según tipo
Fuente: Secretaría de Transporte de la Nación

El crecimiento adoptado fue de 4% para los pasajeros y de 5,8% para las cargas.

3.2.2.6. Por aire

Los aviones tanto de cabotaje como internacionales utilizan kerosene denominación JP1. Las ventas de kerosene de cabotaje e internacionales están públicamente disponibles en la base de datos de la Secretaría de Transporte. En 2007, dicho consumo fue de 437.000 m³ y 931.000 m³, respectivamente. El consumo específico es de 96,7 TEP/millón de pas-km para cabotaje, y de 121,8 TEP/millón de pas-km para

¹⁴ Esto es: locomotora General Motors GT22, (9-10 coches) a potencia aprox. 80% de la máxima. Este dato fue recabado por comunicación directa con la Secretaría.

¹⁵ Este valor surge de la actualización del consumo calculado en un informe de 1997, publicado por el Ministerio de Desarrollo Social y Medio Ambiente denominado: "Inventario de Gases de Efecto Invernadero 1997: Transporte". Para actualizar el valor se lo dividió por la cantidad de Ton-km 97, y se lo multiplicó por las Ton-km 07. El criterio para hacer esto es el mismo que al adoptar a Ton-km como *driver*, y es la idea de asociar el consumo a mayor peso transportado por mayor distancia. No existen valores oficiales medidos para contrastar.

internacional¹⁶. Observando la cantidad de kilómetros recorridos por pasajeros de avión, se puede notar que los vuelos internacionales tuvieron mayor crecimiento que los de cabotaje.

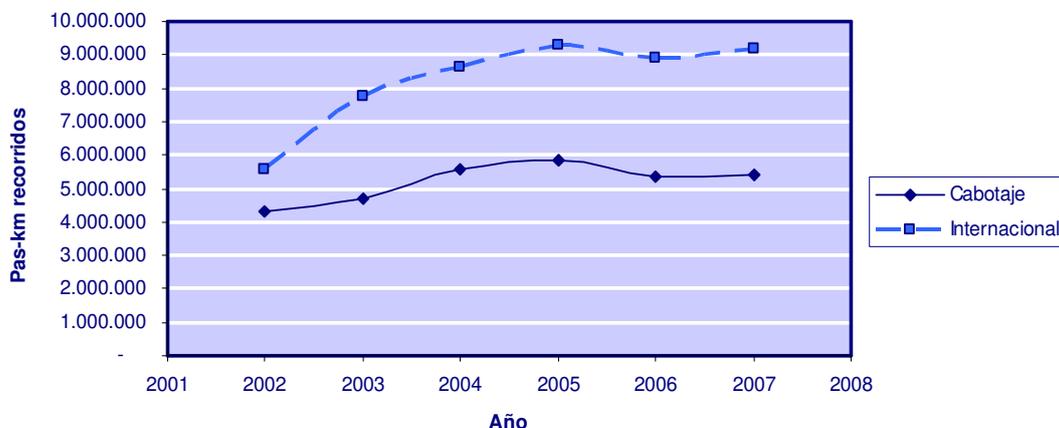


Figura 3.13. Evolución histórica de los pas-km de transporte aéreo, según destino

Fuente: Secretaría de Transporte

Los viajes en avión podrían ser considerados como servicios de lujo, ya que en el caso de viajes dentro del país, existen modos menos costosos, y para el caso de los internacionales el sólo hecho de viajar al exterior implica un grado de bonanza económica. Esto indicaría que se podrían asociar los pas-km recorridos en avión con el nivel de riqueza del país. Con los escasos datos que se poseen (6 años) se puede corroborar sólo parcialmente que existe un grado de correlación, ya que el R^2 entre pas-km de cabotaje y PBI per cápita a precios constantes¹⁷ es de 0,7, y entre pas-km internacional y PBI per cápita a precios constantes es de 0,82. No son valores ideales para hacer inferencias sobre el grado de explicación entre las tres variables, ni tampoco se tiene una muestra suficientemente grande de valores, pero a falta de mejores métodos, se decidió estimar el crecimiento de distancia para cada tipo de vuelo como el del PBI per cápita afectándolo por una elasticidad de 1,1. Este último valor fue adjudicado de manera cualitativa para reflejar que el viaje en avión sobre-reaccionará (tanto hacia arriba como hacia abajo) ante los cambios en riqueza per cápita, por ser un servicio de lujo.

3.2.2.7. Por agua

Este modo de transporte fue el que menos información pública mostró tener. El transporte por agua incluye vías fluviales y marítimas. Si bien hay cierto grado de transporte de pasajeros, el *driver* por excelencia de esta actividad es el movimiento de

¹⁶ Cálculo hecho en base a los consumos mostrados en el BEN 2007 y los pas-km recorridos provistos por la Secretaría de Transporte

¹⁷ Datos proporcionados por el FMI

cargas. Al no llevarse estadísticas agregadas de las ton-km, se tuvo que utilizar simplemente la cantidad de toneladas como variable guía. Las embarcaciones utilizan tanto gasoil como fuel-oil. El fuel-oil se encuentra discriminado en los Balances Energéticos Nacionales, por lo que no presentó dificultades. El gas-oil se calculó como la diferencia entre el reflejado por el BEN y la sumatoria de los consumo del resto de categorías. Esto último debe ser necesariamente así, ya que estimar el consumo en base a recorridos sería engañoso dado que parte del combustible que se usa en viajes entre países no es comprado dentro de la Argentina.

En 2007 la cantidad de toneladas transportadas por este medio fue de 152,6 millones de toneladas y se adoptó una tasa de crecimiento, igual al crecimiento promedio de los últimos 7 años: 3,4%. El consumo específico de gasoil para 2007 fue de 5444 TEP/millón de ton y de 360 TEP/millón de ton para el fuel-oil.

3.2.2.8. Tabla resumen de proyección del consumo para transporte

	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo Transporte (MM TEP)	13,59	14,32	15,05	15,78	16,52

Tabla 3.6. Proyección de consumo para transporte (Escenario Referencia)

3.2.3. Sector industrial

El mayor consumidor de energía a nivel nacional es el sector industrial. Éste incluye a numerosas industrias como la manufacturera, la minera y la construcción. En cada una de estas actividades el uso que se le da a la energía puede ser diverso. Según el Instituto Argentino de Energía, una clasificación podría ser:

- Calor
 - a) Vapor
 - b) Calor directo
- Fuerza mecánica
 - a) Fuerza mecánica
 - b) Refrigeración
 - c) Transporte
- Iluminación
- Otros
 - a) Materia prima
 - b) Electrólisis
 - c) Otros usos

El BEN no hace distinción entre las distintas ramas de la industria ni tampoco entre los usos finales que se le da a la energía, y esto hizo que se requirieran estimaciones del consumo calculadas en función de distintos criterios. Un punto importante a mencionar es que esta agregación de información no surge como una consecuencia del método de confección del BEN, sino que se debe a la falta de manejo de información más detallada por parte de la Secretaría de Energía. Sin perjuicio de ello, las estimaciones de consumo eléctrico y de gas son considerablemente más precisas que las de los derivados del petróleo y otros primarios. Tanto CAMMESA como ENARGAS, publican datos detallados y actualizados, y considerando que el gas y la electricidad representaron en 2007 aproximadamente el 80% de toda la energía consumida por la industria, los errores cometidos quedan cuando menos acotados a la proyección del resto de combustibles.

La industria manufacturera es sin dudas el participante más intensivo en la demanda de energía, por incluir muchos procesos que se valen de combustibles y electricidad para llevarse a cabo. Existe una subdivisión que se utiliza comúnmente al hablar del sector manufacturero y que identifica a cada actividad contenida. Este comprende un valor numérico llamado Código Industrial Internacional Uniforme (CIIU) de hasta 5 dígitos. A medida que se le van quitando dígitos, se va teniendo una visión más agregada del sector. Simplemente a modo de ejemplo el CIIU 20100 corresponde a “aserrado y cepillado de madera”, mientras que CIIU 20 corresponde a la categoría más amplia “producción de madera y fabricación de productos de madera”. A lo largo del trabajo se tratarán las ramas hasta un nivel de profundidad de 2 dígitos del CIIU. Adoptar mayor profundidad implicaría perder foco, y tener que proyectar con mucha mayor desagregación los *drivers* del consumo.

El único documento comprensivo respecto del consumo por ramas del sector manufacturero es el llamado “Estudio sobre los consumos energéticos del sector industrial”, llevado a cabo por la Fundación Bariloche en conjunto con Lestard / Franke & Asociados, y publicado por la Secretaría de Energía. Dicho estudio fue publicado en 2004 y posee información actualizada al año 2000. El enfoque que se ha adoptado en el presente trabajo fue el de tomar los valores del mencionado estudio, y buscar métodos justificados para actualizar la información al 2007. El otro documento importante utilizado consistentemente fue el BEN 2007, que indicó cuánto sería el consumo agregado de la industria.

Se comenzó viendo el consumo por rama manufacturera. El siguiente gráfico muestra esta información para el año 2000 (último año disponible):

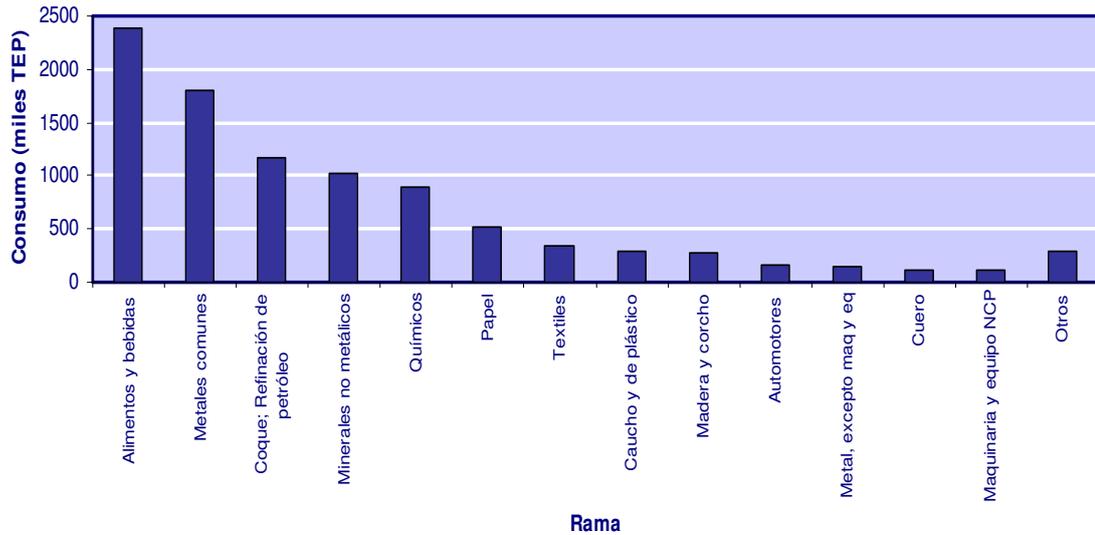


Figura 3.14. Consumo energético total por rama industrial (2000)

Fuente: Secretaría de Energía

Como podría esperarse, las industrias básicas del país, como la de alimentos y bebidas, metales comunes y refinación de petróleo fueron las que más energía consumieron. Aun estando desactualizado, el gráfico permitió seleccionar una serie de ramas que son más preponderantes en lo que hace a demanda energética. Esto permitió estudiar en mayor profundidad sólo aquellas que tuvieran un impacto significativo en el consumo sectorial, el resto siendo tratadas como un agregado. Las ramas elegidas fueron:

- Alimentos y bebidas
- Metales comunes
- Industria química

Se dejó de lado a la fabricación de coque y refinación de petróleo, porque la misma será tratada más adelante en el capítulo 4. Por otro lado, no se analizó en detalle la fabricación de minerales no metálicos, ya que es un rubro que resultó difícil de estudiar tanto por la diversidad de productos que ofrece como por la falta de datos que permitan vincular los consumos energéticos del sector con sus niveles de producción. Aun así, se ve que no existe tanta diferencia entre el consumo de “minerales no metálicos” y de “industria química”, por lo que se sigue conservando aproximadamente el criterio de selección de ramas por ABC.

3.2.3.1. Estimación de los consumos para las 3 ramas industriales elegidas

Los consumos energéticos¹⁸ de las 3 ramas industriales fueron estimados de distintas maneras, según su tipo, de modo de poder utilizar la información más actualizada disponible para cada uno.

3.2.3.1.1. Gas distribuido por red

Enargas publica todos los años el consumo anual de gas (en m³) para los Grandes Usuarios Industriales. Si bien es cierto que no se publican los mismos valores para las PYMES, éstas sólo representan el 16% del consumo total de gas industrial¹⁹.

La manera en que son expuestos los datos difiere ligeramente de la separación por CIU. Por ejemplo, hay categorías de consumo como la textil, que corresponden tanto a CIU 17 como 18. Opuesto a esto existen varias categorías que sólo abarcan una fracción del total del consumo de un a rama, y deben adicionarse para llegar al total (por ejemplo, se dan los consumos separados de la industria aceitera, alimenticia, bebidas y frigoríficos, cuando todas pertenecen al mismo CIU 15: “Alimentos y bebidas”). En la siguiente tabla se resume esta información:

Miles m3		
CIU	Rama Industrial	2007
15	Aceitera	590.063
15	Alimenticia	892.301
15	Bebidas	99.626
15	Frigorífica	52.247
17 y 18	Textil	113.005
19	Cuero	25.903
20	Maderera	28.696
21	Celulósica -papel	343.975
23	Destilería	2.064.645
24	Química y petroquímica	1.896.880
25	Caucho y plástico	49.695
26	Cementera	802.020
26	Cerámica	367.511
26	Cristalería	270.716
27 y 28	Metalúrgica ferrosa	68.360
27	Metalúrgica no ferrosa	465.505
27	Siderúrgica	1.331.447
34	Automotriz	58.392
	Otras	758.718
Total Grandes Usuarios		10.279.705
Total Industria		12.176.448
%GU/Industria		84%

Tabla 3.7. Consumo de gas por rama industrial para Grandes Usuarios (2007)

Fuente: Enargas

¹⁸ Se hace una distinción entre “consumo energético” y “consumo no energético”, entendiéndose a este último como el uso de combustibles como insumos no energéticos de producción (Ej.: aceites, solventes, etc.)

¹⁹ Fuente: Enargas, referido a datos de 2007.

Para llegar al consumo total de cada una de las ramas se toma como hipótesis que el 16% faltante está distribuido de manera pareja entre las ramas, es decir, que la participación de cada rama sobre el total de consumo no cambia cuando se agregan las PYMES. Las discrepancias que puede haber serán sólo pequeñas dado el gran porcentaje de demanda abarcado por los grandes usuarios. Así sólo debieron dividirse los valores de la tabla por 0,84 para hallar el valor total. La gran ventaja de estos datos es que están actualizados al año base (2007).

3.2.3.1.2. Electricidad

La participación de cada rama manufacturera en el consumo total de electricidad fue publicada en 2005 en un documento realizado por la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), en base a datos de CAMMESA.

Rama	% Consumo electricidad Total Industrial
Alimentos y bebidas	15%
Sustancias y productos químicos	18%
Productos minerales no metálicos	9%
Metales comunes	24%
Otros	34%

Tabla 3.8. Porcentaje de consumo eléctrico del total industrial, según rama
Fuente: FIEL, en base a datos de CAMMESA 2005

Como el año base de estudio es 2007 se consideró que la participación relativa de consumo de cada rama no varió en 2 años, aplicando dichos porcentajes sobre la electricidad industrial registrada en el BEN 2007 para calcular la desagregación por sectores.

3.2.3.1.3. Derivados y otros

Ciertamente, éste fue el rubro de consumo más difícil de estimar, tanto por la gran variedad de combustibles que componen las categorías (desde motonaftas, kerosene, gasoil hasta bagazo y leña) como por la escasez de información disponible. Recordando que sólo representa 20% de la energía del sector, se pueden adoptar hipótesis simplificadoras que permitan estimar cómo se distribuyen los usos por rama. La más importante de las simplificaciones fue asumir que la participación de consumo de derivados y otros del 2000 sería vigente en 2007. Fue informado que a partir de 2010 se retomará la medición de consumo por sector, momento en el cual se podrán actualizar los valores del presente trabajo por otros más precisos. Mientras tanto, como la tarea de planificación energética es imperativa, se adoptarán los valores imperfectos estimados.

Rama	% Consumo derivados Total Industrial	% Otros consumos Total Industrial
Alimentos y bebidas	26%	22%
Sustancias y productos químicos	7%	4%
Productos minerales no metálicos	4%	4%
Metales comunes	3%	29%
Otros	60%	41%

Tabla 3.9. Porcentaje de consumo de derivados y otros combustibles del total industrial, según rama

Fuente: Secretaría de Energía, 2000

Debe aclararse que el uso de bagazo se adjudicó de manera completa a la rama agregada “otros”, ya que es característica de industrias que utilizan caña, como la papelera (que queda fuera de los 3 sub-grupos estudiados). Nuevamente, el problema que se presentó fue que el estudio de la Secretaría de Energía no especificaba cuánta participación correspondía a cada combustible específico dentro de la categoría “derivados” y “otros”. Se utilizó, por ende, una distribución proporcional para cada rama²⁰.

3.2.3.2. Nivel de actividad por rama

Los *drivers* de cada rama manufacturera varían según el tipo de producto fabricado. En algunos casos, como se verá más adelante, resultó muy difícil encontrar un *driver* físico que guiara a la actividad, y se optó en cambio por pronosticar, en base a los mejores conocimientos disponibles, el nivel de actividad. Tanto estas proyecciones como la de los *drivers* físicos se utilizaron como impulsores del incremento del consumo energético.

3.2.3.2.1. Alimentos y bebidas

Es una rama amplia que abarca muchas industrias como la aceitera, la láctea, la de procesamiento de carnes, etc. El *driver* más importante son las toneladas de alimento producidas. Resulta imposible tener una sumatoria totalmente inclusiva de todo el alimento producido a nivel país, sobre todo considerando que parte de los alimentos se re-convierten para producir otros. Así, por ejemplo, las toneladas de harina no deberían ser contabilizadas dos veces como materia prima y como producto final (en los productos que la incluyen). Es fácil notar que este razonamiento sólo llevaría a una complicación innecesaria, y que la opción más sensata es tomar un conjunto

²⁰ La distribución proporcional significa que una vez determinado el consumo de derivados, por ejemplo, de una rama, el consumo de un combustible particular como podría ser el kerosene, se calculó multiplicando dicho valor por el porcentaje que representa el kerosene sobre el total de derivados en el BEN 2007. La hipótesis implícita en esta operación es que, si bien cada rama usa más o menos cantidad total de derivados, el mix de cada derivado específico es igual para todas, y es el que queda determinado por el consumo global de derivados. Tendría poco sentido buscar un criterio más riguroso considerando que no hay información para respaldarlo.

representativo de la actividad, y adoptarlo como *driver*. Para este trabajo se adoptó el siguiente conjunto:

- Aceites / Sub-productos de oleaginosas
- Harina de trigo
- Lácteos
- Bebidas
- Carne (vacuna y aviar)

En la selección quedan incluidos los productos más importantes del rubro “Alimentos y bebidas”. Los granos y brotes no se incluyen porque pertenecen a la actividad agropecuaria que se trata por separado. La evolución de las toneladas totales puede verse en la figura:

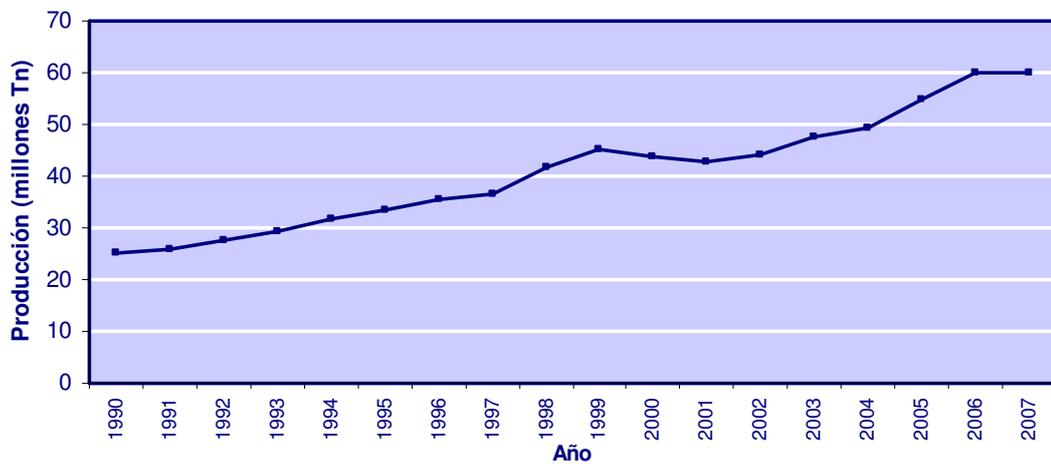


Figura 3.15. Evolución histórica de la producción de alimentos y bebidas principales
Fuente: INDEC

Existe un claro crecimiento que en promedio ronda el 5,3%. Esto se dio en un marco de precios internacionales de alimentos en fuerte alza. La Organización de Alimentación y Agricultura de las Naciones Unidas (FAO) publica un Índice Mundial de Precio de Alimentos, tomando una muestra de *commodities* y ponderándolos para los distintos países.

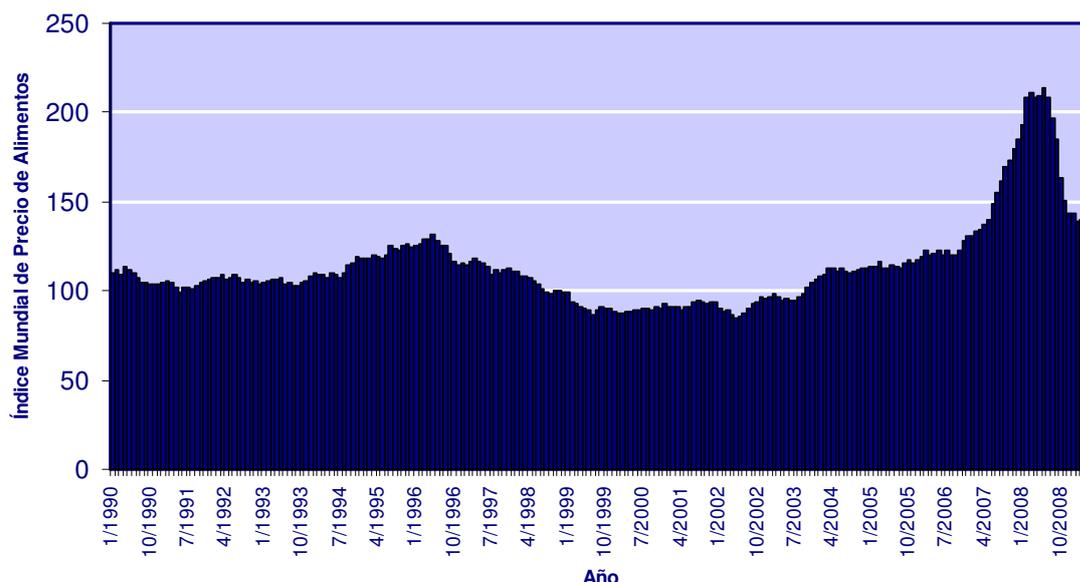


Figura 3.16. Evolución histórica del Índice Mundial de Precio de Alimentos

Fuente: FAO

Si bien la FAO atribuye el dramático incremento de precios a partir de 2005 a condiciones climáticas adversas en las principales zonas productoras de granos del Mundo, también argumenta que la creciente urbanización, cambio de dieta, crecimiento económico y aumento de población, está impulsando desde los países emergentes el crecimiento sostenido de la demanda de alimentos, y temporalmente de los precios. En su publicación de 2008 llamada “OECD-FAO Agricultural Outlook 2008-2017”, se proyecta para 2017 un crecimiento del 37% para el consumo de aceites, un 3,5% para carne vacuna, un 12% para carne aviar y un 19 % para el azúcar, entre otros. Esto no puede ignorarse a la hora de proyectar la producción de alimentos en Argentina, ya que la exportación de ellos es una actividad sumamente importante para la economía del país. No menos importante serán los aumentos de productividad asociados a nuevas tecnologías, que podrían cambiar la preponderancia de los países productores de alimentos en la provisión de estos.

A su vez existen factores locales que influenciarán la manera en que el país se articula con las necesidades mundiales. Las políticas de exportación, como retenciones o cuotas de exportación, podrán en el futuro coartar el impulso provisto por los mercados externos de alimentos. La demanda interna será otra variable que complemente o suplemente a las perspectivas de exportación.

Con estas consideraciones, se propuso continuar con la pendiente de crecimiento histórico para alcanzar en 2020 86,1 Toneladas, y a partir de allí reducir el crecimiento a la mitad (dando 96,2 Toneladas en 2030). Esta reducción de crecimiento intenta capturar tanto una pérdida de participación de la Argentina frente a países más competitivos como una disminución en la disponibilidad de recursos per cápita (basado

en la explotación sostenida de los suelos y el crecimiento exponencial de la población). Este escenario de referencia se considera como uno relativamente pasivo de la Argentina, ya que si se aprovechara el “boom” de los alimentos con políticas eficientes, se podrían alcanzar mayores niveles de producción.

3.2.3.2.2. Metales comunes

En esta categoría, las dos actividades que resaltan por su producción, su participación en el PBI y por su consumo energético son la Siderurgia y la producción de Aluminio.

3.2.3.2.2.1. Siderurgia

La industria siderúrgica tiene gran importancia para la Argentina e incluye la producción de hierro primario, acero crudo, laminados en caliente planos, laminados en caliente no planos, tubos sin costura y laminados en frío. La evolución de las toneladas totales producidas a través de los años es la siguiente:

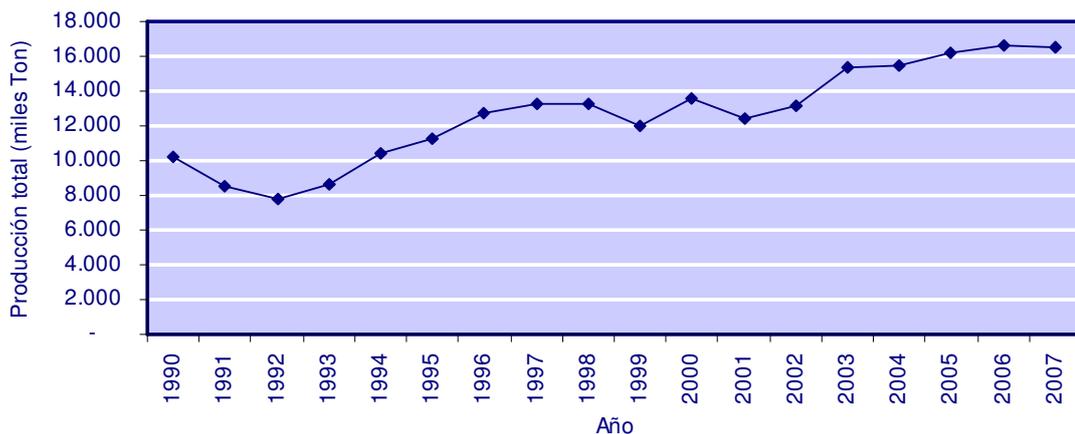


Figura 3.17. Evolución histórica de la producción total siderúrgica

Fuente: INDEC

A pesar de algunas caídas puntuales, la producción ha aumentado de manera sostenida, logrando duplicarse en el transcurso de 13 años (entre 1992 y 2005). Sin embargo, luego de la crisis financiera de 2008, las perspectivas mundiales sobre esta industria han sido muy malas dado el fuerte impacto que ésta ha tenido en actividades intensivas en uso de acero, como las automotrices, construcción, artículos para el hogar y bienes de capital.

Como informa la World Steel Association, el año 2008 mostró una caída a nivel mundial de la producción de 1,4%, cifra que se proyecta que trepará al 15% al finalizar 2009. Este sector en la Argentina ha tenido peor desempeño que en el resto del mundo y se espera que sólo a partir de 2010 comiencen las mejoras (según el Centro de

Industriales Siderúrgicos Argentina). Más allá de una situación coyuntural que pueda haber provocado una caída pronunciada en los últimos años, existen otras fuerzas más profundas que quitan predominio a las acerías argentinas. Una de ellas es la aparición de importaciones de productos de acero chinos, como resultado de la disminución de demanda mundial que produjo un exceso de capacidad, y por ende una disminución de precios. En otras palabras, se está desplazando a la oferta local.

Dicho esto es de esperar que aun ante una recomposición del sector, el crecimiento sea menor que el que se había venido dando antes de la crisis. Se adoptó un incremento del 0,57% para 2008 (en base a datos del INDEC) y una caída para 2009 de 20% y a partir de allí un ritmo de crecimiento menor con duplicación de la producción en un tiempo mayor al que se había dado en el pasado, alcanzando las 32 millones de toneladas recién hacia 2030 (en 20 años en lugar de los 13 ya mencionados). Esto último buscó reflejar la incidencia de nuevas importaciones sobre la producción local y la salida paulatina de los efectos de la crisis de 2008.

Para el consumo energético de la siderurgia se calculó: el uso de gas y electricidad como diferencia entre el uso total de la rama “Metales comunes”²¹ y el de la industria de aluminio (ver en la sección siguiente), y el uso de derivados y otros se distribuyó de manera proporcional a las toneladas producidas entre industria siderúrgica y de aluminio, por falta de mejores datos.

3.2.3.2.2. Aluminio

Si bien la escala productiva es sustancialmente menor que la del acero (el aluminio produce cientos de miles de toneladas anuales mientras que el acero produce millones), tiene una participación muy importante en el consumo de energía. Este metal se produce en base a la bauxita, un mineral que contiene óxido de aluminio, efectuándole electrólisis. El proceso de electrólisis es altamente intensivo en energía eléctrica, a tal punto que se requirió la construcción de la represa de Futaleufú para proveer la potencia necesaria para el funcionamiento de Aluar, en Puerto Madryn.

El consumo específico aproximado de los dos energéticos más importantes es el siguiente [Guzmán, 2009]:

- Electricidad: 14 MWh/Tonelada
- Gas: 2 m³/Tonelada

En la proyección de la producción de aluminio se tiene una situación similar a la del acero. Sucede que existen productos de aluminio que se vieron negativamente

²¹ Otros metales como Zinc son despreciados por ser su producción del orden de las decenas de toneladas anuales, claramente inferiores a los del aluminio y sobre todo a la de acero.

afectados por la crisis mientras que otros no. Por ejemplo, el consumo de alambro que se utiliza principalmente para el tendido eléctrico nacional disminuyó en 2008 respecto del año anterior, mientras que el del sector envases, por estar vinculado a productos de primera necesidad (alimentos, bebidas, medicamentos, etc.) no mostró un descenso²². Aun con los efectos de la crisis durante la segunda mitad del año, la producción de aluminio pudo alcanzar en 2008 un nivel 37,5% superior al de 2007. A continuación se muestra la producción histórica de aluminio primario:

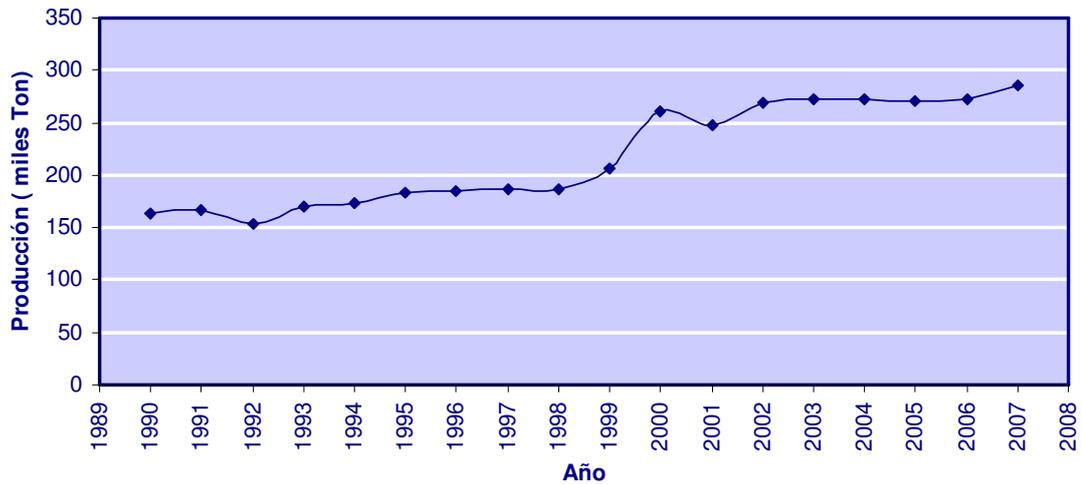


Figura 3.18. Evolución histórica de la producción total de aluminio

Fuente: INDEC

Los pronósticos utilizados para la producción de aluminio siguieron el mismo razonamiento que para el caso del acero. En 2009 una caída del 10% y luego un crecimiento lento para alcanzar (con la mitad de la pendiente histórica de los últimos 20 años) un valor de 500 toneladas en 2030. Este crecimiento más lento ya se pudo ver en la estrepitosa caída de precios del aluminio en Estados Unidos que se desplomaron desde junio de 2008 a un tercio de su valor, principalmente por un exceso de oferta. Al incrementar los precios hacia mitades de 2008, China, uno de los productores más grandes de aluminio, incrementó su producción en un 50%, empujando a los precios hacia fuertes bajas²³. Nuevamente, esta es una situación temporal, pero demuestra el poder que tienen otros países (particularmente China) en el mercado mundial del aluminio.

²² Fuente: Cámara Argentina de la Industria del Aluminio y Metales Afines, Anuario 2008

²³ Fuente: <http://www.goldworld.com/articles/aluminum-price-outlook/415>

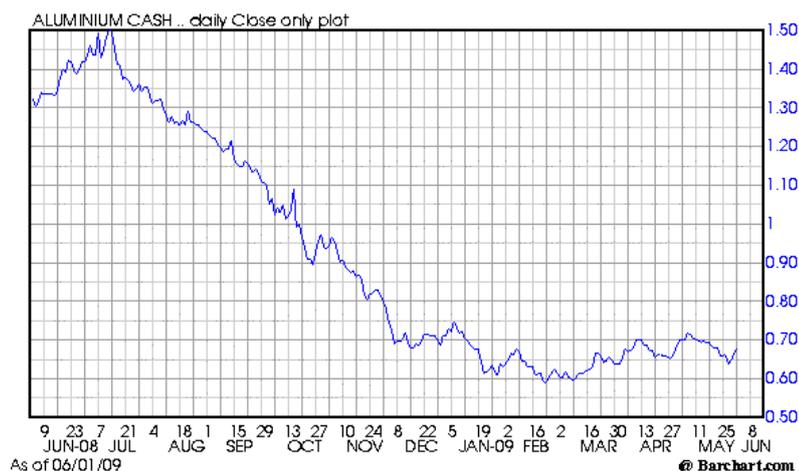


Figura 3.19. Evolución del precio del aluminio en Estados Unidos (US\$/libra)

Fuente: Barchart.com

Sería discutible cuánto tiempo tardarán en recuperarse los mercados, y cómo evolucionarán a partir de ese punto, pero como no se tiene certeza de esos escenarios, se prefiere elegir un crecimiento más pequeño pero constante a través de los años que refleje sobre todo el crecimiento a largo plazo del sector.

3.2.3.2.3. Industria química

Esta actividad aúna la producción de diversos productos químicos que van desde gases comprimidos y licuados, colorantes básicos, alcoholes, plásticos en sus formas básicas, químicos agropecuarios, detergentes y fibras sintéticas entre otros. No debe confundirse con la refinación del petróleo que será tratada más adelante en el capítulo 4. FIEL publica el llamado Índice de Producción Industrial (IPI), que da una idea de los niveles de producción por rama, y esto permite analizar la evolución de la industria química como un agregado, en lugar de estudiar cada sub-sector por separado.

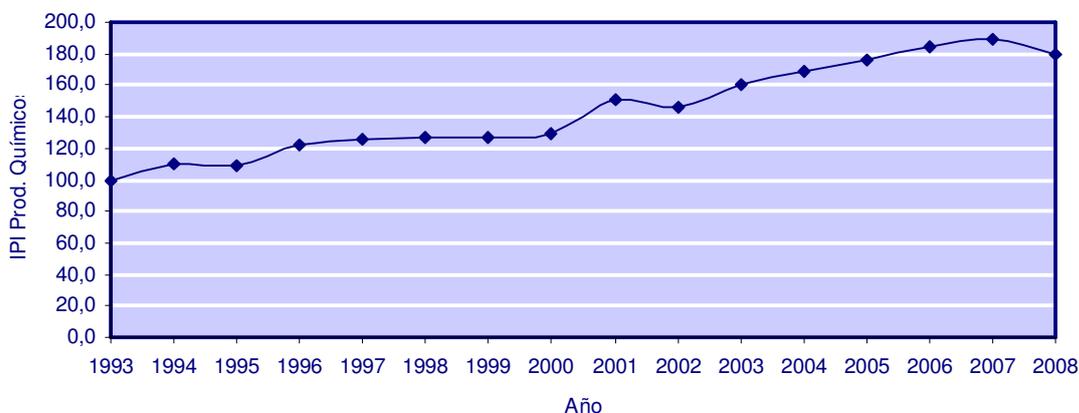


Figura 3.20. Evolución histórica del IPI Prod. Químicos

Fuente: FIEL

La figura muestra un crecimiento entre 1993 y 2008 del 80%. Como indica la Cámara de la Industria Química y Petroquímica Argentina (CIQyP), el crecimiento de esta rama depende de los siguientes factores: crecimiento del mercado doméstico, crecimiento del mercado internacional, costos competitivos de inversión, financiamiento, materias primas y energía, disponibilidad de materias primas, riesgo y seguridad jurídica. En general, estas son variables que afectan a todas las industrias, pero debe tenerse en cuenta que los productos químicos sirven como la base de muchas otras industrias, por lo que las inestabilidades económico-financieras la afectan doblemente, por el lado de la oferta de materias primas, y por el lado de la demanda de producto terminado de otros fabricantes. Sólo algunas excepciones (como es el caso de medicamentos) son vendidos a los usuarios finales.

La CIQyP publicó una presentación denominada “Panorama de la Industria Química”²⁴ donde, entre otras cosas, plantea tres posibles escenarios para la evolución del sector (pesimista, medio y optimista). Según el escenario medio (adoptado como el más probable, y por ende el que formará parte del escenario de referencia en nuestro modelo) la producción química pasará de 24.090 millones de dólares en 2007 a 28.246 millones para 2012 (crecimiento del 17% en 5 años). No existen proyecciones para años posteriores, pero se decidió continuar con la misma tasa equivalente de crecimiento anual del 3,2 %.

3.2.3.2.4. Otras industrias

El resto de industrias no tratadas anteriormente se consolidan en un solo consumo denominado: “Otras industrias”. Esto debe ser así por la complejidad propia que existe en analizar cada una de las ramas en profundidad. Quedan incluidas las industrias de minerales no metálicos, de productos de caucho y plástico, papeleras y productoras de celulosa, textiles, entre otras.

Por ser una categoría tan amplia, no existe un único *driver* físico que pueda explicar el comportamiento del consumo energético. Sin embargo, debe recordarse que el escenario de referencia tiene especificado una evolución de otros indicadores macroeconómicos, como el PBI. Sería de esperar que a mayor crecimiento del PBI, mayor crecimiento se dará de las “otras industrias” como un todo (aun cuando algunas de estas puedan no crecer al mismo ritmo, o puedan inclusive decrecer). Consecuentemente también incrementará el consumo energético.

²⁴ **Fuente:** <http://www.ciqyp.org.ar/templates/default/index.php>

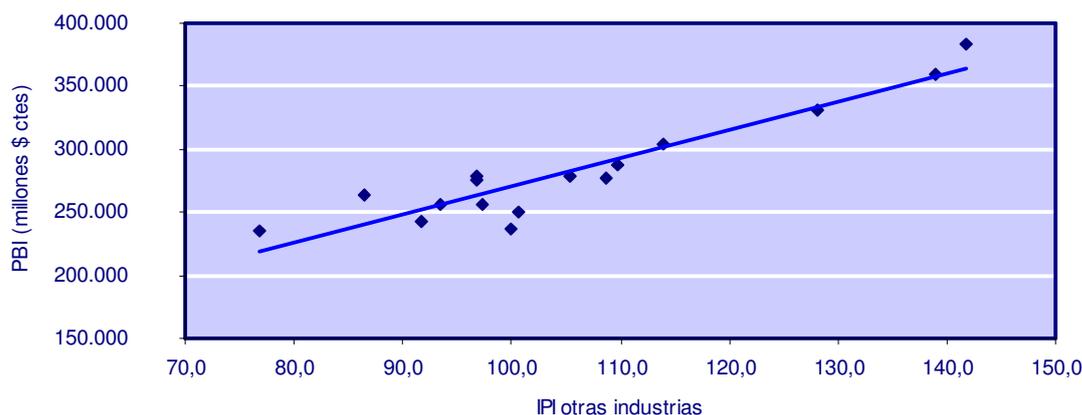


Figura 3.21. Regresión del PBI contra IPI de otras industrias

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INDEC y FIEL

La correlación encontrada entre el PBI y el IPI de otras industrias²⁵, es grande, con un R^2 de 0,93 (con $n= 16$). Esto significa que, para ser consistentes con las proyecciones adoptadas de evolución del PBI en el modelo, se deben asociar los cambios de este último, con el de tamaño de la industria (y por consecuencia, de consumo energético). Se adopta así una variación de demanda energética de las “otras industrias” que acompaña en crecimiento (o decrecimiento) a los movimientos del PBI proyectado según la recta encontrada por regresión²⁶.

3.2.3.3. Tabla resumen de proyección del consumo industrial

	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo Industria (MM TEP)	19,66	23,41	27,36	31,44	36,00

Tabla 3.10. Proyección de consumo industrial (Escenario Referencia)

3.2.4. Sector comercial y público

Si bien son dos categorías bien diferenciadas, se mencionan como una sola dado que así son tratadas por la Secretaría de Energía en el BEN. Aun así, convino separarlas para poder realizar un análisis más profundo. Afortunadamente, la Secretaría de Energía y Enargas discriminan los usos de gas y electricidad (que en conjunto representan 93% de toda la energía consumida por el sector) en comercial y público por separado. El caso particular de los derivados (gasoil, fuel-oil y GLP) se dividió de

²⁵ Se denomina IPI de otras industrias al promedio de los índices de las ramas industriales no incorporadas en los estudios ya realizados. Esto excluye a los alimentos y bebidas, metales comunes, y productos químicos. Este indicador da una idea de cómo variará el nivel de actividad del resto de la industria, y por ende, su consumo energético.

²⁶ $(IPI\ otros) = -4,685 + 0,00039 \cdot (PBI\ en\ millones\ \$\ ctes)$

manera equitativa en los dos sectores, considerando que representa tan poca cantidad que no conlleva errores grandes.

3.2.4.1. Sector Comercial

El consumo energético por fuente registrado en 2007 fue el siguiente:

Fuente	Consumo miles TEP
Electricidad	1422,3
Gas	1030,3
GLP	68,5
Gasoil	37,5
Fuel oil	19,0

Tabla 3.11. Consumo energético del sector comercial, según fuente
Fuente: elaboración propia en base a datos de Enargas y Secretaría de Energía²⁷ (2007)

El sector comercial está asociado a grandes superficies dedicadas a la venta de distintos productos (ropa, electrodomésticos, comida, etc.). Forman parte de este sector todo tipo de negocios como supermercados, casas de ropa, comercios de artefactos electrónicos, entre otros. A diferencia del sector industrial, por ejemplo, el uso que se le da a la energía aquí no está destinado a la producción o la transformación de bienes, sino al confort del potencial comprador, o al mantenimiento de las mercaderías. Así se tiene un consumo por iluminación, calefacción / aire acondicionado, refrigeración de alimentos, potencia para sistemas informáticos, etc. Muchos de estos consumos tienen que ver con la superficie de los locales como es el caso de la luz o la calefacción. Esto quiere decir que a mayor cantidad de m², mayor será el uso de energía en estas tareas. Por esta razón la mejor opción teórica sería adoptar la superficie como el *driver* que guíe al consumo²⁸. Sin embargo, sólo se llevan estadísticas de superficie de grandes complejos comerciales como son supermercados o centros de compras. De negocios más pequeños como casas de electrodomésticos, artículos del hogar, panaderías, carnicerías, etc. no se registran estos datos (sólo se muestran las ventas de ciertos sectores). Sería incorrecto proyectar el consumo de toda una categoría basándose en el consumo de shoppings y supermercados únicamente (especialmente cuando en muchas partes del país los negocios por excelencia son pequeños y no existen los complejos comerciales).

Se creyó que era lógico asociar el crecimiento del sector comercial al aumento del PBI a pesos constantes. Esto se daría considerando que a mayor riqueza del país, mayores serán las inversiones en negocios, mayor será el consumo, y también mayor será la predisposición a brindarles comodidad a los clientes. El coeficiente de correlación entre

²⁷ Para la discriminación de uso eléctrico se tuvo que hacer una aproximación, dado que la Secretaría de Energía publica datos hasta 2005. Se asumió que el porcentaje de electricidad consumido por los comercios y para uso público se mantuvieron constantes en los 2 años entre 2005 y 2007.

²⁸ Este *driver* es el sugerido por LEAP en sus ejercicios de entrenamiento.

PBI a pesos constantes y el consumo energético²⁹ tomando datos desde 1980 hasta 2007 (la máxima serie disponible), es decir $n = 27$, arrojó un valor de 0,75 que resulta aceptable para los propósitos del modelo. Consecuentemente se hizo variar al consumo comercial con el PBI.

3.2.4.2. Sector público

Este incluye entre los usos más importantes: alumbrado público, servicios sanitarios, usos oficiales y otros usos. Los mayores consumos son de gas y electricidad. Los datos de 2007 se muestran a continuación:

Fuente	Consumo miles TEP
Electricidad	513,7
Gas	438,7
GLP	68,5
Gasoil	37,5
Fuel oil	19,0

Tabla 3.12. Consumo energético del sector público, según fuente
Fuente: elaboración propia en base a datos de Enargas y Secretaría de Energía (2007)

El alumbrado público consume 344 TEP de los 513,7 TEP eléctricos. La Secretaría de Energía publicó en su página web una noticia informando sobre las medidas que se han tomado y que se tomarán para reducir este consumo. El gráfico siguiente fue extraído de dicha noticia:

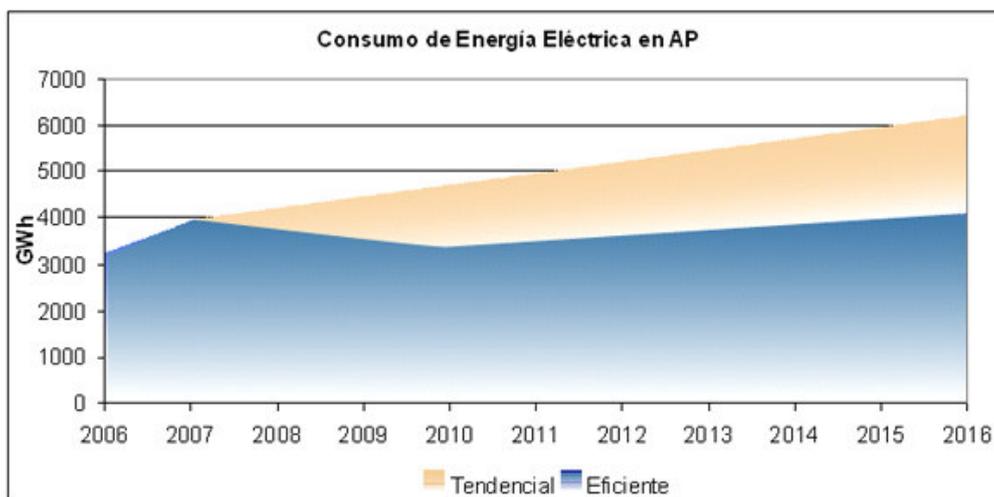


Figura 3.22. Consumo actual y proyectado de energía eléctrica en alumbrado público
Fuente: Secretaría de Energía

²⁹ Se tomó la correlación entre PBI pesos constantes y consumo agregado “Comercial+público” dado que no hay series tan largas que separen a las dos categorías. De alguna manera está el “ruido” del consumo público en los cálculos, pero no puede ser demasiado grande ya que éste usa menos del 30% de la energía total del agregado.

Debido a que dichos planes pueden tener distinto grado de éxito, se decidió adoptar una recta intermedia (un aumento de 110 GWh/año) hasta el año 2030.

Respecto de los otros consumos, el *driver* más lógico sería la cantidad de hogares, ya que el aumento de estos implica aumento de infraestructura y con ello vienen asociados más servicios públicos que consumirán energía. Se considera que esta es una mejor opción que “población total” ya que incluye a esta variable, pero dentro de un marco más realista porque la infraestructura crece a distinto ritmo que la población.

3.2.4.3. Tabla resumen de proyección del consumo comercial y público

	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo Comercial (MM TEP)	2,83	3,25	3,67	4,13	4,64

Tabla 3.13. Proyección de consumo comercial (Escenario Referencia)

	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo Publico (MM TEP)	1,23	1,32	1,43	1,53	1,63

Tabla 3.14. Proyección de consumo público (Escenario Referencia)

3.2.5. Sector agropecuario

Tanto la actividad agrícola como ganadera consumen una cierta cantidad de combustible. Podría decirse que la mayor proporción de estos se adjudica a la actividad agrícola donde se utilizan tractores, sembradoras y otras maquinarias de altas intensidades energéticas. A continuación se presenta la distribución de uso de combustibles para el sector agropecuario:

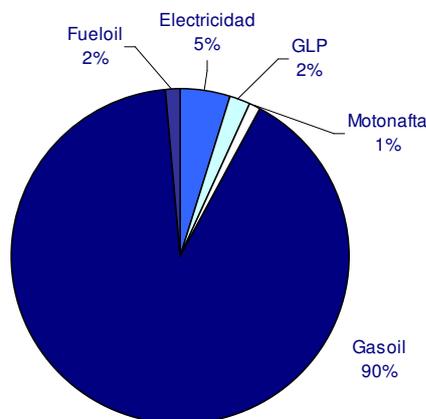


Figura 3.23. Proporción de consumo energético agropecuario, según fuente

Fuente: BEN 2007, Secretaría de Energía

La electricidad se utiliza principalmente para el riego y los derivados menos consumidos (fuel-oil, GLP y motonafta) para el accionamiento de autos y para la calefacción o secado de granos, entre otros usos. Sin embargo, es clara la preponderancia del gasoil en este sector ya que la mayoría de las maquinarias utilizan ciclo Diesel y requieren de este combustible.

Para analizar el consumo agrícola se utilizó un informe del Instituto de Ingeniería Rural (IIR) que estudia en profundidad el uso de gasoil para las distintas actividades del sector [Donato, 2008]. Según este informe, las tareas realizadas son:

- Labranza, implantación y defensa
- Cosecha
- Otros usos (Ej.: secado de granos)

Si bien el estudio incluye consumos de transportes intermedios estos ya fueron considerados para el modelo bajo el rubro “transporte”. No es la finalidad de este trabajo ahondar demasiado en cada una de estas actividades, pero sí se buscará asociar un consumo a cada una de ellas. A diferencia del estudio del IIR que trata a cada tipo de grano y oleaginosa por separado, en el modelo se utilizó a todas ellas como una sola categoría ya que, como se observó, los datos de consumo son similares para cada una y las diferencias se terminan compensando por la gran cantidad de granos³⁰.

Para la tarea de labranza, implantación y defensa, debe hacerse una primera categorización según el método de siembra. Ésta puede ser siembra tradicional o siembra directa. Este último sistema deja sobre la superficie del suelo el rastrojo del cultivo anterior, y no produce grandes movimientos de tierra, excepto por el movimiento que efectúan los discos cortadores de los abresurcos de la sembradora al abrir una angosta ranura donde se localizará la semilla. A efectos del presente trabajo, es importante saber que este último sistema utiliza menos de la mitad de combustible que el primero. Al día de hoy 45% de la siembra es por método convencional, y 55% por método directo. A su vez los consumos de cada uno son 40 y 15 litros de gasoil por hectárea, respectivamente³¹. La cosecha consume 10 litros/Ha y los otros usos totalizan 20 litros/Tonelada. Para el último caso se utiliza la unidad toneladas como *driver* ya que, a diferencia de las tareas de siembra y cosecha fuertemente dependiente de la superficie, las otras tareas tienen más que ver con el peso de granos cosechados (*por ejemplo*: el secado dependerá del volumen a secar).

³⁰ Tanto en el informe guía como en este trabajo sólo se consideran las siguientes por ser las más importantes (92% de toda la siembra, según el censo 2002): soja, trigo, maíz, girasol, avena, cebada, centeno, sorgo, otros granos y oleaginosas, forrajeras anuales, y forrajeras perennes. Se excluyen categorías como: cultivos industriales (azúcar, algodón, té, etc.), frutales, hortalizas, flores, bosques implantados, aromáticas, medicinales y viveros.

³¹ Todos los valores de consumo y participación se calculan como promedios ponderados (en base a las hectáreas de cada grano/oleaginosa) partiendo de los datos del estudio del IIR

La evolución del consumo del sector tiene dos variables guías a analizar: superficie sembrada y toneladas producidas. Si bien hoy en día se conoce el rendimiento esperado por hectárea para cada tipo de cultivo, es de esperar que éste incremente a través de los años y permita producir más alimento para igual área unitaria. Para ser consistentes en las proyecciones del modelo, se utilizó el mismo estudio que fue discutido para la rama de industria de los alimentos. Este estudio, realizado por la FAO, proyecta hasta 2017 la producción de granos, entre otras cosas, para grupos de países que clasifica en 2 categorías: OECD³² y No OECD. Argentina pertenecería a la segunda categoría. En el informe de la FAO no se discrimina el crecimiento esperado para cada país en particular, sin embargo para el presente trabajo se asume que el crecimiento argentino acompaña al de los países de su categoría. Esto será cierto siempre y cuando las políticas adoptadas por el gobierno no trunquen el potencial productor agrícola del país, y el país aproveche las oportunidades que aparecerán en el mercado externo. En el siguiente gráfico se da la evolución de los *drivers* como índices referidos a 2007:

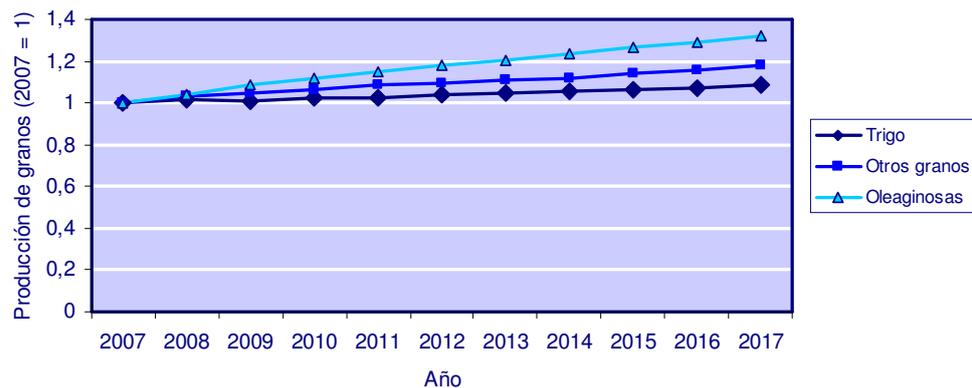


Figura 3.24. Evolución de los índices de producción para distintos productos agropecuarios

Fuente: Elaboración propia en base a datos de FAO

La FAO presenta al trigo por separado por la importancia que tiene en la economía agraria mundial. Para los años restantes hasta 2030 se continuó con la misma tendencia que muestra el gráfico. Aplicando estos crecimientos a cada uno de los granos y oleaginosas bajo estudio se pudo llegar a la producción esperada, y luego con los rendimientos calculados para cada cultivo (en base a un promedio de los últimos 5 años, según información de la SAGyP) se calculó la superficie implantada. Como ya se había adelantado, se tomó una mejora de rendimiento progresiva y lineal para alcanzar un 15% más en 2030. Los valores finales de los *drivers* cargados en el modelo fueron:

³² Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) es un grupo de 30 países, en su mayoría desarrollados o en vías de desarrollo, que discuten, desarrollan y refinan políticas sociales y económicas basado en la experiencia de cada país. Aquí se toma como sinónimo de países desarrollados.

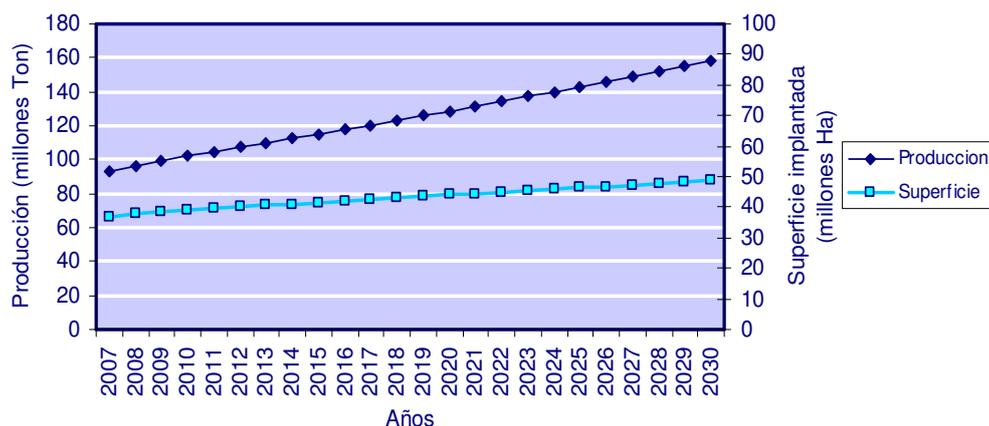


Figura 3.25. Evolución pronosticada de la producción agrícola y superficie implantada

3.2.5.1. Tabla resumen de proyección del consumo agropecuario

	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo Agropecuario (MM TEP)	3,35	3,72	4,10	4,47	4,84

Tabla 3.15. Proyección de consumo agropecuario (Escenario Referencia)

3.2.6. Sector no energético

Este sector sería verdaderamente un sub-sector de la industria pero se considera por separado porque el uso que se le da a los combustibles es conceptualmente distinto. Aquí los combustibles importan ya no por su contenido calórico, sino por otras propiedades físico-químicas. Ejemplo de esto son los solventes, los fijadores, asfaltos, lubricantes, etc. que sirven de materia prima para muchas industrias. Por ser una categoría agregada tan amplia, la única manera lógica de proyectar un consumo es asociándolo a una medida general del estado productivo de la industria. Esta medida es el IPI total ya presentado. Como el IPI da una idea aproximada del volumen relativo entre distintos años de producción, a mayor IPI, mayor será el uso de materias primas combustibles. Tomando datos desde 1993 hasta 2007 (n=15), el R^2 calculado es de 0,92 lo que corroboraría la hipótesis adoptada para el modelo. Se hizo entonces que el consumo variara en función del IPI total.

3.2.6.1. Tabla resumen de proyección del consumo no energético

	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo No energético (MM TEP)	6,30	7,23	8,17	9,20	10,33

Tabla 3.16. Proyección de consumo no energético (Escenario Referencia)

3.3. RESUMEN DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

A modo de resumen del capítulo resulta ilustrativo graficar el resultado de las proyecciones para los distintos sectores de consumo. Debe hacerse una salvedad importante: la información que se muestra a continuación no incluye el consumo propio, las ineficiencias, las pérdidas y los no aprovechamientos que se producen en el proceso de transformación energética. Todos estos son tratados en el capítulo siguiente, y por supuesto están incluidos dentro del modelo de LEAP.

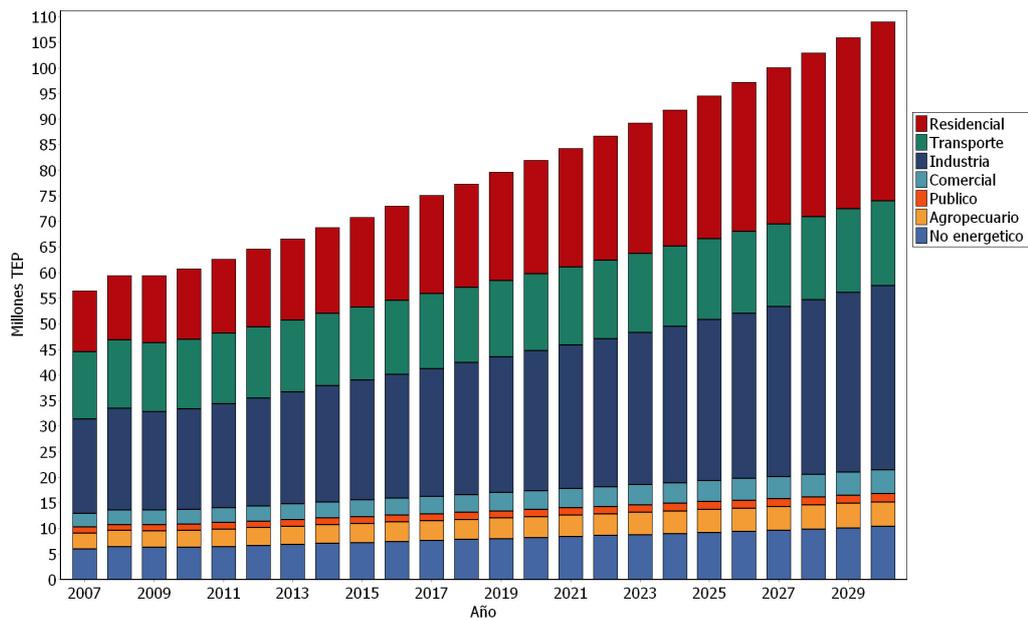


Figura 3.26. Demanda energética proyectada por sector (Escenario de Referencia)

Se observa que la demanda energética se verá prácticamente duplicada hacia 2030. El sector transporte, si bien es importante, irá perdiendo participación dentro del total, dado que, como se vio, la mayor eficiencia de los vehículos compensará en gran medida el crecimiento del parque automotor, haciendo que el consumo agregado sea sólo levemente creciente. Esto se condice con proyecciones realizadas en otros estudios³³. En cuanto a los demás consumos, los crecimientos más importantes los presentan los sectores industrial y residencial, que con su crecimiento impulsan necesariamente la demanda energética. Si bien el consumo público no tiene, ni tendrá, una preponderancia en la demanda agregada, se considera que ésta es especialmente importante puesto que es el ejemplo de cultura inculcado desde las instituciones del Estado. No hará demasiada diferencia de manera directa que los edificios públicos usen mejor o peor la energía, pero sí se transmitirá un mensaje muy distinto en los dos casos. Es por eso que el uso racional del sector público tiene implicancias culturales –más que técnicas- importantes.

³³ Ver por ejemplo: Bobillo, E., Proyección del balance energético nacional 2005-2025, 2007.

Otra manera de ver las proyecciones es sub-dividiéndolas por tipo de combustible. En el gráfico se combinan fuentes energéticas primarias (como la leña, el gas natural, el bagazo, etc.) con fuentes secundarias (gasoil, nafta, kerosene, etc.) porque lo que se expresa es consumo final. La electricidad de por sí proviene de otras fuentes que aquí no se encuentran desagregadas. Así, debería interpretarse la figura siguiente como el consumo visto desde el lado de la demanda, ignorando las transformaciones que dan origen a algunas de esas fuentes.

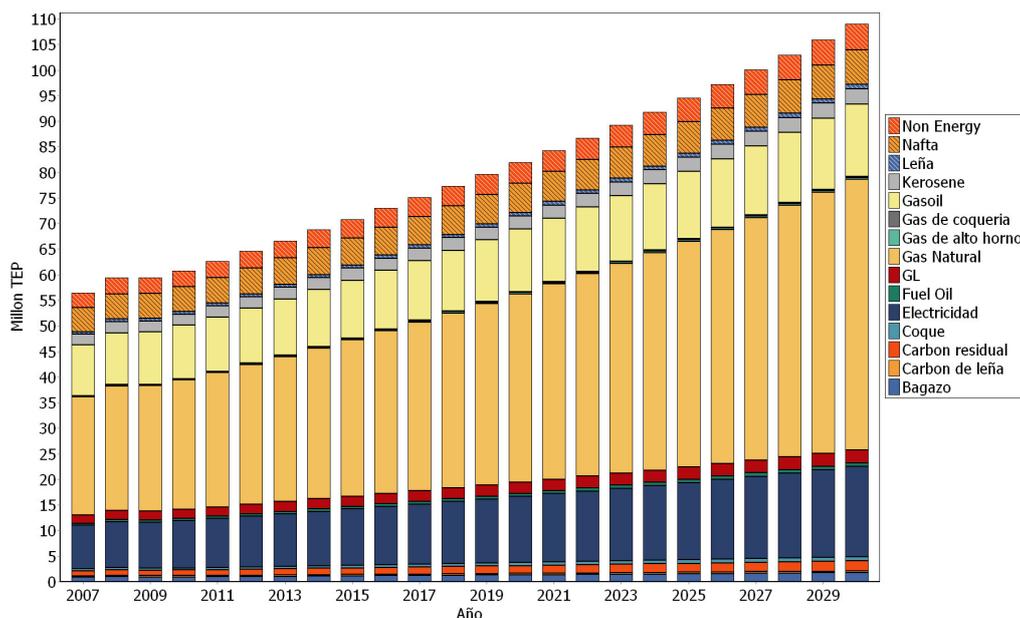


Figura 3.27. Demanda energética proyectada por sector (Escenario de Referencia)

El crecimiento en el uso de gas natural y electricidad representan las dos observaciones más críticas del gráfico. Si se tiene en cuenta, a su vez, que gran parte de esa electricidad se genera a través de hidrocarburos, el panorama se vuelve aun más complicado. El gasoil tiene un peso especial dentro del rubro de los derivados porque afecta especialmente a los sectores de transporte y agropecuario. La gran preponderancia de unos pocos combustibles no renovables hace que Argentina dependa fuertemente de su producción de gas y petróleo, y de su refinación. Como se verá en el siguiente capítulo, uno de los principales factores que determinará el nivel de importaciones de los energéticos más importantes será el perfil de evolución productiva de las cuencas petroleras y gasíferas. No se ahondará aquí en estos problemas ya que son el tópico fundamental del capítulo 4 y 5.

IV. OFERTA

4.1. INTRODUCCIÓN

La modelización de la oferta involucra lo que LEAP denomina “transformación”. Es decir, para el programa la oferta es aquella que transforma un tipo de energía en otra. En la mayoría de los casos se pasa de energía primaria a secundaria. Un ejemplo es la producción de petróleo que transforma petróleo atrapado bajo la tierra en petróleo disponible en la superficie. Otro son las refinerías que a su vez convierten al crudo en derivados. En el rubro de oferta se incluyen todos los sectores detallados en el BEN. No se puede entrar en mayores detalles que estos debido a que la información no se encuentra agregada de una manera sencilla de leer y utilizar.

En este capítulo se tratarán los siguientes procesos de transformación:

- **Productoras de gas y petróleo:** exploran y extraen el petróleo que se utiliza para posterior refinación.
- **Centrales eléctricas:** utilizan distintas tecnologías asociadas a distintas fuentes energéticas para generar la electricidad consumida por el sistema.
- **Refinerías:** tienen como insumo el petróleo crudo, y producen los derivados pesados y livianos.
- **Tratadoras de gas:** permiten recuperar hidrocarburos líquidos (gasolina, butano, propano, etc.) del gas natural.
- **Carboneras:** transforman leña en carbón vegetal.
- **Coquerías y altos hornos:** son una parte fundamental de la industria siderúrgica.

Adicionalmente se modelizan las pérdidas de gas y electricidad en el sistema, y las importaciones / exportaciones pactadas para años subsiguientes.

Todo esto puede resumirse en un esquema de flujo como el que sigue:

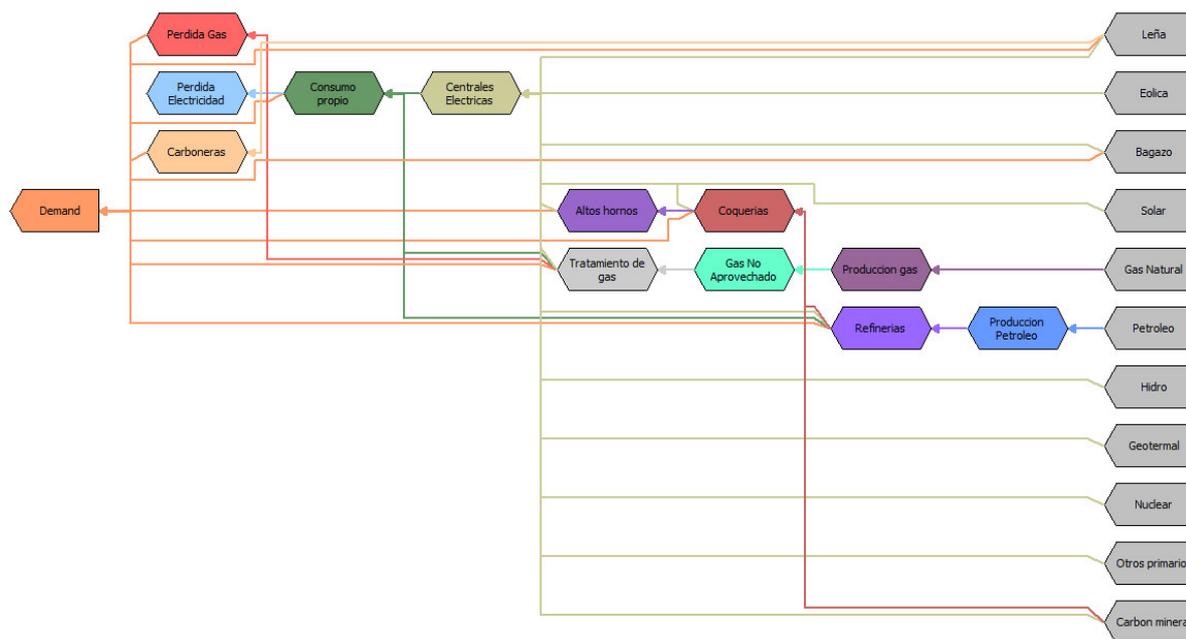


Figura 4.1. Diagrama de flujo de los procesos de transformación energética

4.2. PRODUCCIÓN Y RESERVAS

Uno de los determinantes principales de la posibilidad de autoabastecimiento energético argentino es la extracción de petróleo y gas natural. Hay dos factores que están vinculados en el análisis de la extracción de hidrocarburos: las reservas existentes y el incentivo de producción. El primero es una limitación física dada por la característica no renovable del petróleo y el gas. La segunda tiene que ver con cuán redituable es en términos económicos seguir explorando y produciéndolos. Se analizará cada uno por separado en mayor profundidad.

4.2.1. Producción

Las perspectivas futuras para la producción de petróleo y gas no son prometedoras. La propia SE publica proyecciones hasta 2012 en las que los valores de producción anuales caen de manera sostenida. Esto se condice con la tendencia que ha tenido en los últimos años, y tiene que ver en parte con el agotamiento de los yacimientos explotados, el mayor costo marginal de seguir produciendo, combinado con las retenciones a las exportaciones que quitan parte de la rentabilidad del sector. Debe tenerse en cuenta, además, que las empresas que extraen los hidrocarburos son concesionarias de los yacimientos lo que hace que, frente una actividad que requiere un horizonte largo de recuperación de inversiones y frente al término de los contratos, no se vean incentivados a invertir en mayor exploración y explotación. En algunos casos, como el de Repsol, se renegociaron los contratos de algunas áreas hidrocarburíferas de manera de prorrogar

las concesiones³⁴ dando mayores horizontes para planificar proyectos. Debe recordarse que según la “Ley Corta”, son las provincias individuales las que están a cargo de los permisos y concesiones de explotación. En 2008 se lanzaron planes específicos denominados “Programa de Gas Plus” y “Programa de Petróleo Plus” que buscan adicionar rentabilidad a la actividad extractiva y productiva, pero el éxito de los mismos todavía es difícil de avizorar, dado que existen quienes dicen que los incentivos son insuficientes para resolver los problemas actuales³⁵.

Ante esta incertidumbre se decidió adoptar un escenario de declinación en la producción tanto de petróleo como de gas en el futuro (alineado con las proyecciones de la SE y de un estudio de la Fundación Bariloche [Kozulj, 2008]). En ambos casos las proyecciones encontradas mostraban aun mayores niveles de disminución, pero se decidió estabilizar la producción creando dos etapas de proyección: la que responde a los estudios de la SE/Fundación Bariloche (denominada “Proyección” en la figura), y la estabilización a partir de un cierto año (denominada “Proyección continuada”).

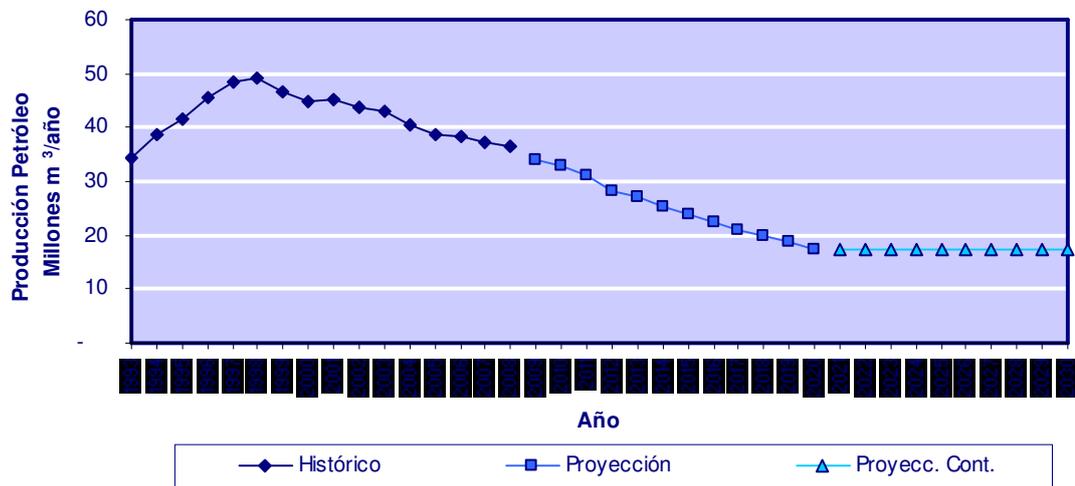


Figura 4.2. Evolución proyectada de producción de petróleo (Escenario de Referencia)

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones de SE y Fundación Bariloche

³⁴ Fuente: http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1052935

³⁵ Fuente: http://gabinete.org.ar/febrero_2009/caida.htm

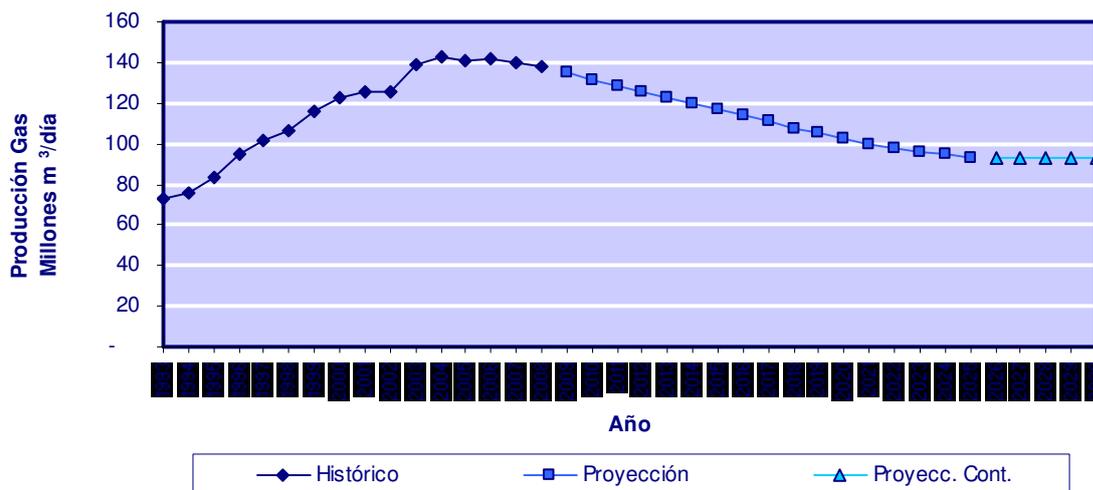


Figura 4.3. Evolución proyectada de producción de gas (Escenario Diversificado)

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones de Fundación Bariloche

Estas hipótesis de evolución deberán ser tomadas como parte de los supuestos fundamentales de este escenario base (al igual que otros como la evolución del PBI y de la actividad industrial), ya que tendrá mucho impacto sobre los resultados obtenidos. En otras palabras, no se puede independizar la interpretación de los resultados de estos supuestos.

No se consideraron las restricciones propias del sistema de transporte (ductos). A través de todo el trabajo se asume que la infraestructura deberá acompañar a la oferta para no servir como cuello de botella. Queda fuera de los objetivos de este informe analizar qué pasaría si esto no se cumpliera.

4.2.2. Reservas

Las reservas tanto de petróleo como de gas son las fuentes de estos dos hidrocarburos. Hay quienes piensan que estos recursos son finitos basándose en la idea de que hay sólo un volumen determinado que puede ser contenido en los yacimientos. Existen otros que piensan que en el corto/mediano plazo estos recursos no son finitos *per se*, sino que se contraen o se expanden (en un sentido metafórico) en función de la rentabilidad que representa su explotación [Montamat, 2005]. La realidad quizás esté entre medio de ambas posiciones, ya que si bien es cierto que el fluido contenido en la Tierra es finito, quizás se llegue antes a una sub-explotación por falta de rentabilidad que por un verdadero agotamiento físico³⁶.

³⁶ Esto fue expresado muy elocuentemente por el ex Ministro de Petróleo y Recursos Minerales de Arabia Saudita, Ahmed Zaki Yamani, al decir: “La edad de piedra terminó antes de que se acabaran las piedras, la edad del petróleo terminará antes de que se acabe el petróleo”.

A continuación se muestran gráficos de reservas comprobadas y probables³⁷ para el petróleo y gas respectivamente:

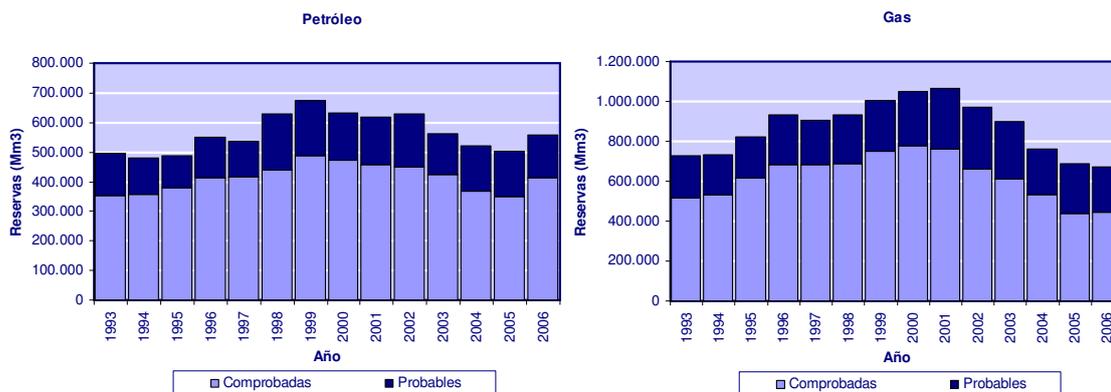


Figura 4.4. Evolución histórica de reservas de gas y petróleo
Fuente: Secretaría de Energía

En general se suele buscar una interpretación de las reservas haciendo un cociente entre éstas y la producción anual imperante año a año. Este nuevo indicador muestra la cantidad de años durante los cuales podrían ser explotados los recursos (al ritmo del año en cuestión) antes de que estos se acaben. Debe tenerse en cuenta que esto se hace en base a las reservas comprobadas, por lo cual es un indicador relativo.

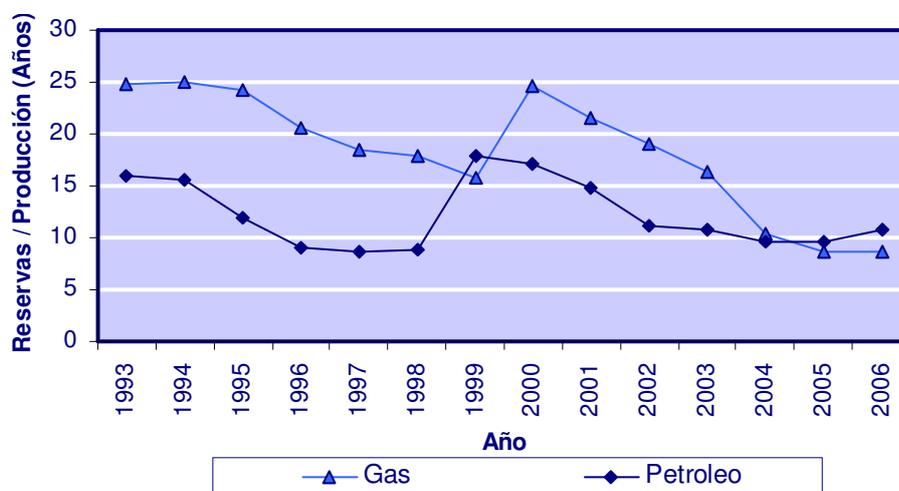


Figura 4.5. Evolución histórica de la relación reservas/producción para gas y petróleo
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE

³⁷ Las reservas comprobadas son las cantidades que, por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, pueden estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas, los métodos y las regulaciones gubernamentales actuales. Debe existir al menos un 90% de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas sean iguales o mayores al estimado.

Las reservas probables son las reservas no probadas sobre las que el análisis geológico e ingenieril de los datos sugiere que es más probable que sean producidos a que no lo sean. Debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que la recuperada final iguale o exceda la suma de reservas comprobadas y probables. (Fuente: Society of Petroleum Engineers)

Con las crecientes exportaciones de gas y petróleo, y el aumento pronunciado de su uso internamente, la Argentina redujo su relación reservas/producción drásticamente en los primeros años del nuevo siglo. Así se puede ver que lo que en 2000 eran 25 años de reservas de gas, pasaron a ser menos de 10 sólo 6 años más tarde. Esto quiere decir que la producción aumentó mucho más rápido que la exploración y descubrimiento de nuevas reservas.

Intentar pronosticar el ritmo de incorporación de reservas de modo de conocer (conjuntamente con la producción pronosticada) su evolución futura, sería una tarea extremadamente complicada e imprecisa. Esto dependerá fuertemente de las ecuaciones económicas de las empresas a cargo del *upstream*, y todo lo que esto conlleva. Dado que no es esencial para el uso del modelo la cuantificación de las reservas, no se darán valores futuros. Sin embargo sí debe asumirse que hasta 2030 habrá suficiencia para cumplir con los valores de producción pronosticados.

Esto a primera vista podría parecer demasiado optimista considerando que sólo quedan 8 años (aproximadamente) de gas y petróleo, pero debe recordarse que se asume producción en declive para los próximos años, lo que quitará presión sobre esta situación. Al mismo tiempo, sería absurdo pensar que no se hará ningún nuevo descubrimiento que eventualmente extienda la vida útil de las cuencas. Todo esto lleva a pensar que la hipótesis adoptada es plausible.

4.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

El abastecimiento de la demanda, y la conversión de energéticos primarios (petróleo, gas, agua, etc.) en energéticos secundarios se hace en los denominados “centros de transformación” (continuando con la nomenclatura de la SE).

Los centros a analizar son:

- Centrales eléctricas
- Refinerías
- Plantas de tratamiento de gas
- Carboneras
- Coquerías y altos hornos

4.3.1. Centrales eléctricas

Sin duda, una de las formas más importantes de transformación son las centrales eléctricas mediante las cuales se obtiene electricidad de otras fuentes como los son los hidrocarburos, la energía potencial hídrica, materiales nucleares, entre otros. Una de las primeras observaciones importantes para hacer respecto de este sector tiene que ver con la participación de las distintas centrales según el tipo de tecnología que utilizan, especialmente dentro de la generación térmica que maneja fuentes tan variadas como el gas, el fuel-oil, el gasoil, el carbón y otros de menor difusión. A continuación se muestra la evolución de la potencia nominal instalada a nivel agregado de país.

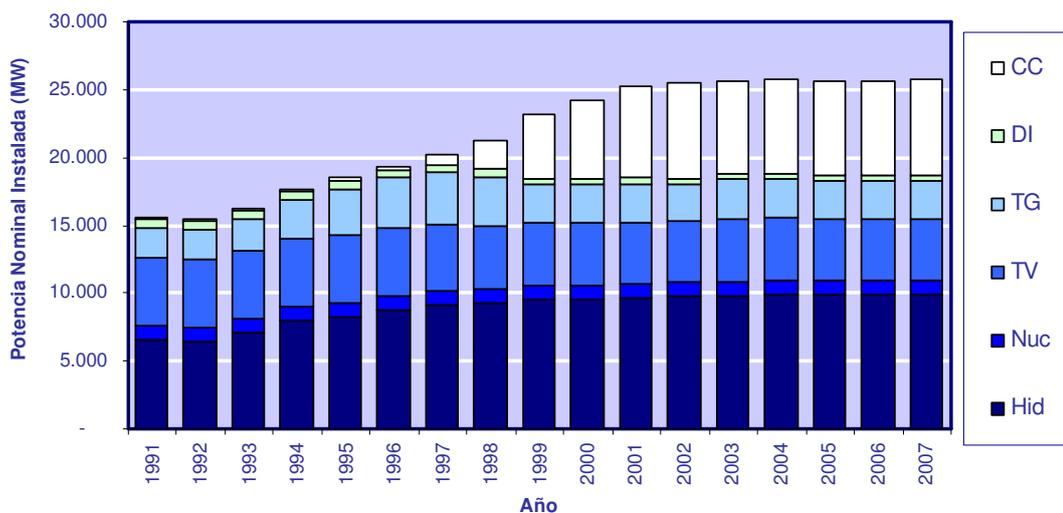


Figura 4.6. Evolución histórica de la potencia eléctrica nominal instalada, según fuente

Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía

En la figura se observa que la capacidad instalada creció marcadamente entre principios de los '90 y principios del nuevo milenio, pero luego se estancó en un valor ligeramente superior a los 25.000 MW. Los grandes impulsores del crecimiento de la capacidad fueron los ciclos combinados y la energía hidroeléctrica. En el caso de los ciclos combinados, su principal atractivo fue, y sigue siendo, la mayor eficiencia que presentan en relación a los ciclos abiertos en los que se desperdicia parte del calor generado. Por otro lado, los bajos precios del gas fomentaron la proliferación de este tipo de sistemas, cambiando también la matriz de consumo de combustibles de las centrales térmicas. Debe recordarse que con la privatización y la reestructuración del sistema energético a través de la creación del MEM, se logró impulsar la competencia dando como resultado precios menores que dieron pie a crecimientos en la demanda, y asimismo a la oferta. Con la crisis del año 2001, se sancionó la Ley 25.561, también llamada Ley de Emergencia Económica que incluía en su artículo 8 la pesificación de las tarifas de gas y electricidad. Esto último inclinó la balanza a favor de los consumidores a expensas de la rentabilidad de actividades relacionadas con la extracción, transporte y distribución del gas, pero esto se analizará más adelante (*ver capítulo 6*). En primer lugar se analizarán todos los factores técnicos que caracterizan a la oferta para luego intentar pronosticar cómo evolucionará en el escenario de referencia.

4.3.1.1. Factores técnicos de oferta eléctrica

Existen 5 factores que necesitan ser definidos para poder caracterizar la oferta dentro del modelo de simulación. Estos son:

- Potencia nominal instalada
- Disponibilidad de la tecnología
- Eficiencia de los ciclos y tipos de combustible utilizados
- Estacionalidad de la carga del sistema
- Reglas de ordenamiento de despacho según tipo de ciclo

Cada una se analiza en mayor profundidad dada la importancia que tiene la electricidad dentro del modelo.

4.3.1.1.1. Potencia nominal instalada

La potencia nominal instalada es la capacidad teórica que tienen los equipos instalados en el país para generar electricidad por unidad de tiempo. Existen dos tipos de productores de electricidad que según la nomenclatura de la SE se denominan “De

Servicio Público” y “Autoprodutores”³⁸. Los Autoprodutores (AP) son empresas privadas, generalmente industriales, que generan principalmente para abastecerse a sí mismas (Vg. El complejo industrial en el que están emplazadas) y que pueden o no vender parte de su energía al mercado. Las Generadoras de Servicio Público (GSP), en cambio, abastecen únicamente al mercado. A continuación se muestran las potencias instaladas de cada tipo de generador, por tipo de tecnología:

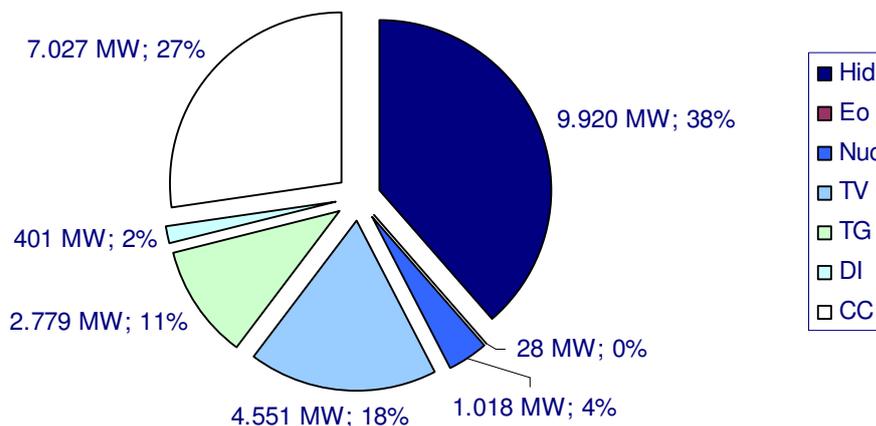


Figura 4.7. Potencia nominal instalada: Generadores de Servicio Público

Fuente: Elaboración propia en base a SE; año 2007.

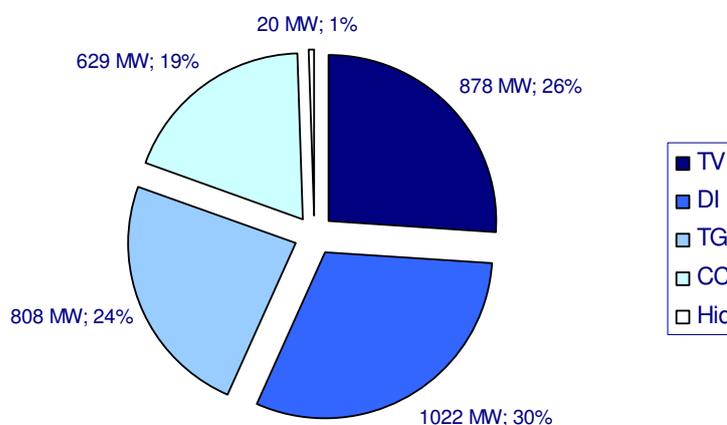


Figura 4.8. Potencia nominal instalada: Autoprodutores

Fuente: Elaboración propia en base a SE; año 2007.

Por necesidades que se verán más adelante de orden de despacho, se tomará cada tipo de tecnología por separado (TV, DI, TG, etc.) para el caso de las GSP, pero se tomará a los AP como una potencia agregada sin diferenciar. Esto quiere decir que la potencia de

³⁸ Esta nomenclatura no es compartida por CAMMESA que a su vez diferencia a “Autoprodutores” y “Autogeneradores”. Esta última figura aparece como un nuevo agente con la reorganización del sistema eléctrico de los años 90 y a ella se le exige cumplimentar con todas las normas propias de un generador, estando parte o toda de su energía destinada al mercado. De esta manera CAMMESA adiciona su potencia a la potencia disponible. No pasa lo mismo con los autoprodutores. [Fuente: comunicación directa con Ing. Analía Duco, Dirección Nacional de Prospectiva, SE]

los Autoprodutores se manejará como un único valor, asumiendo que en el futuro la proporción de cada tecnología se mantendrá aproximadamente constante³⁹.

4.3.1.1.2. Indisponibilidad de la tecnología

El hecho de que exista una potencia nominal del sistema no implica que toda esta potencia esté verdaderamente disponible para ser usada en un determinado momento. Esto se debe a que existe indisponibilidad de la tecnología.

Para el caso de la generación térmica existe el concepto de “indisponibilidad térmica”, que es medida por CAMMESA, y da una idea del porcentaje de potencia que no puede usarse para la generación.

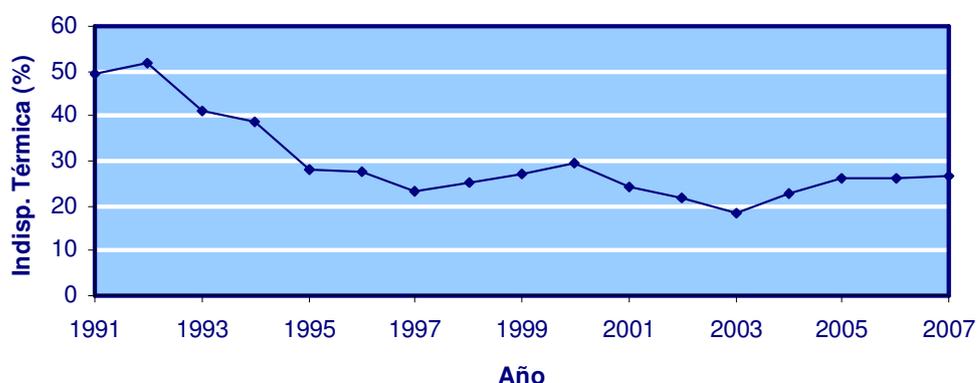


Figura 4.9. Evolución histórica de la indisponibilidad térmica

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Esta indisponibilidad se da por problemas técnicos de máquinas, máquinas fuera de servicio por mantenimiento programado y por falta de combustible. Puede verse de la figura que este parámetro ha bajado a través de los años, y a pesar de que actualmente se encuentre en valores superiores a los mínimos históricos, se consideran valores aceptables. Se pudo determinar, a su vez, la indisponibilidad de cada tecnología térmica, en base a datos de la CNEA⁴⁰:

³⁹ Existen razones concretas para hacer esto. Por un lado la potencia de los AP es pequeña en comparación a los GSP (del orden del 15%), por lo que no tiene sentido hacer una separación adicional. Por otro lado, y a diferencia de los GSP, los AP no presentan estadísticas tan claras, de manera tal que no se sabe, por ejemplo, cuánto combustible del tipo “Otros primarios” se utiliza para cada tecnología, y es por ende imposible determinar los rendimientos individuales. La tercera razón tiene que ver con que aun si se permitiera una desagregación mayor, sería difícil determinar cómo evolucionará cada tecnología por separado, restándole así utilidad a la sub-división.

⁴⁰ Fuente: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b20/s7.asp>

La indisponibilidad del Ciclo Diesel no se encontró, por lo que se adoptó la indisponibilidad promedio (26%)

Indisp Term	
TV	51%
TG	23%
CC	14%
DI	26%

Tabla 4.1. Disponibilidad térmica promedio por tipo de generación

Fuente: Elaboración propia en base a CNEA

Debe entenderse que el hecho de que haya 86% de la potencia de CC disponible, por ejemplo, no quiere decir necesariamente que se utilice por completo. En efecto, en el año 2007 se utilizó sólo el 64% de la misma.

Para el resto de las tecnologías, las consideraciones sobre disponibilidad son ligeramente distintas. El caso de los generadores nucleares tiene la particularidad de que son centrales que se encuentran permanentemente generando porque su parada y puesta en marcha es difícil y costosa. Esto implica que la potencia realmente disponible puede calcularse haciendo el cociente entre la energía entregada en un año respecto del total disponible si no hubiera desperfectos. El valor promedio que se utilizó fue de 80% de disponibilidad (tomando datos de 2001 a 2007), pero puede variar entre 65% y 90%. Desafortunadamente el modelo no permite introducir esta variabilidad, por lo que se tomó la media.

Algo similar ocurre con las hidroeléctricas. Son centrales que en general están generando constantemente por sus bajos costos de producción marginal. El problema fundamental que presentan es que su potencia puede aprovecharse en mayor o menor grado según las condiciones hidrológicas de los ríos que las alimentan. Esto se traduce a que años más secos producen menor disponibilidad que años húmedos. Si bien es cierto que presentan menor variabilidad en términos relativos a las centrales nucleares, las hidroeléctricas representan mucha más potencia instalada, por lo que pequeñas variaciones producen grandes fluctuaciones de energía despachada. Tomando los mismos años que para las centrales nucleares se hizo un promedio llegando a un valor de 40% de disponibilidad.

Para las centrales eólicas se tomó el criterio que utiliza la SE en la elaboración del BEN. Esto es considerar que durante el verano los molinos están las 24 hs del día en funcionamiento, mientras que en invierno sólo 12 hs., en ambos casos con un factor de utilización de 0,5. Esto dio una disponibilidad de 37,5%.

4.3.1.1.3. Eficiencia de los ciclos y tipos de combustible utilizados

Cada tecnología específica lleva asociado el consumo de ciertos combustibles. Esta información viene dada por la SE en tablas que adoptan el siguiente formato:

Tipo de Combustible	TIPO DE GENERACION (TEP)				Total general
	CC	DI	TG	TV	
C	-	-	-	347.581	347.581
FO	-	-	-	1.831.323	1.831.323
GN	6.034.274	17.586	2.193.662	2.025.613	10.271.135
GO	585.310	60.364	97.400	-	743.073

Tabla 4.2. Consumo de combustibles para cada tipo de generación (2007)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE; Año 2007

La utilidad de estas tablas es doble: permite calcular el rendimiento y permite calcular la proporción de combustibles de cada tipo usado para cada tecnología. Para el primer valor se utilizó la fórmula:

$$\text{Rendimiento}_i = \frac{\text{Generación Eléctrica}_i \text{ [TEP]}}{\sum \text{Consumo Combustibles}_i \text{ [TEP]}} \quad (4.1)$$

Se tomó un promedio de 7 años (2001-2007) para calcular el rendimiento de cada uno:

Rendimiento de los ciclos	
CC	51%
DI	32%
TG	29%
TV	35%

Tabla 4.3. Rendimiento estimado por tipo de generación

La proporción de uso de cada combustible se tomó adoptando los datos de 2007, para darle continuidad al modelo.

Tipo de Combustible	CC	DI	TG	TV
C	-	-	-	8%
FO	-	-	-	44%
GN	91%	23%	96%	48%
GO	9%	77%	4%	-

Tabla 4.4. Porcentaje consumo de combustibles para cada tipo de generación (2007)

Como ya se adelantó en secciones anteriores, los Autoprodutores fueron tratados como una única categoría, siendo su rendimiento global del 28% y la participación de los combustibles:

	2007
Hidráulica	0,3%
Carbón mineral	0,4%
Leña	5,4%
Bagazo	3,7%
Otros primarios	15,3%
Gas por red	58,9%
Gas de refinería	4,5%
Gasoil	1,8%
Fuel oil	3,6%
Carbón residual	0,0%
Gas de coquería	3,2%
Gas de alto horno	3,2%

Tabla 4.5. Participación de los distintos combustibles en la generación de autoprodutores

4.3.1.1.4. Estacionalidad de la carga del sistema

En los sistemas eléctricos, no basta con modelizar la potencia promedio que entregan los generadores. Los picos de potencia son igualmente importantes, ya que es en estos picos cuando el sistema estará más comprometido. La demanda eléctrica se caracteriza por ser fuertemente estacional, tanto dentro del día y la semana como entre meses. También la variabilidad es distinta para distintas estaciones: en verano es menor, y en invierno mayor (dado que en este último, un grado de diferencia puede significar mucho mayor uso de calefactores, mientras que en el primero la tolerancia es más alta). Estos datos de potencia se pueden representar de distintas maneras, pero se decidió adoptar un método particular que es el que utiliza LEAP, que es la denominada “curva de carga”. Para construir la curva de carga, deben ordenarse de menor a mayor las potencias demandadas en el año, y debe calcularse qué porcentaje representan las mismas respecto del pico máximo anual. A continuación se muestra la curva de carga del 2006 (utilizado para cargar en LEAP):

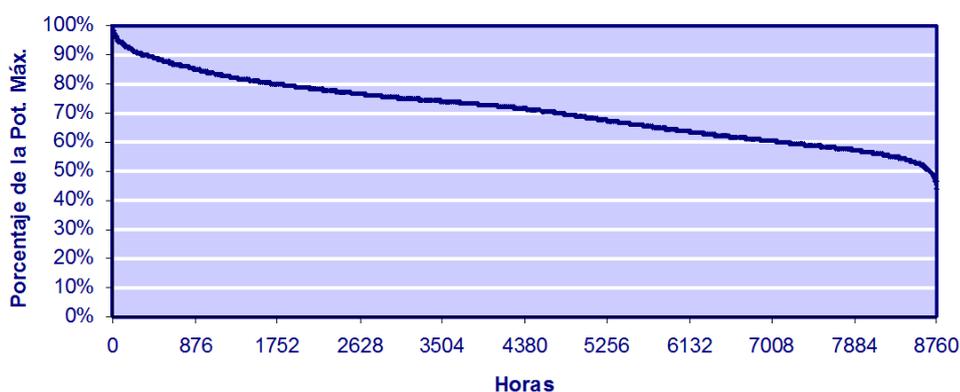


Figura 4.10. Curva de carga (2006)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Las abscisas varían de 0 a 8760 que son la cantidad de horas en un año. El gráfico fue hecho con potencias promedio horarias (es decir, con 8760 datos). Un ejemplo de cómo

se debería interpretar el gráfico es: durante medio año (4380 horas) el sistema está cargado con potencias que van desde el 70% al 100% de su máximo anual, y la mitad de año restante, con potencias que varían entre el 44% y el 70%. LEAP permite cargar 9 puntos de la curva, y los restantes son calculados por Interpolación Segmentaria Lineal, como se ve en la figura:

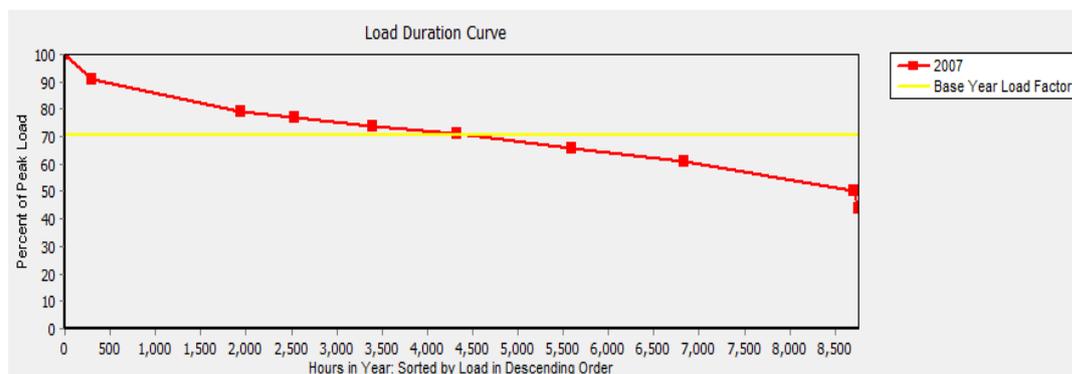


Figura 4.11. Curva de Carga introducida en LEAP

El programa, en función al resto de datos introducidos, calculará cuál es el máximo pico, y realizará los ajustes necesarios para cubrir cada demanda.

4.3.1.1.5. Reglas de ordenamiento de despacho según tipo de ciclo

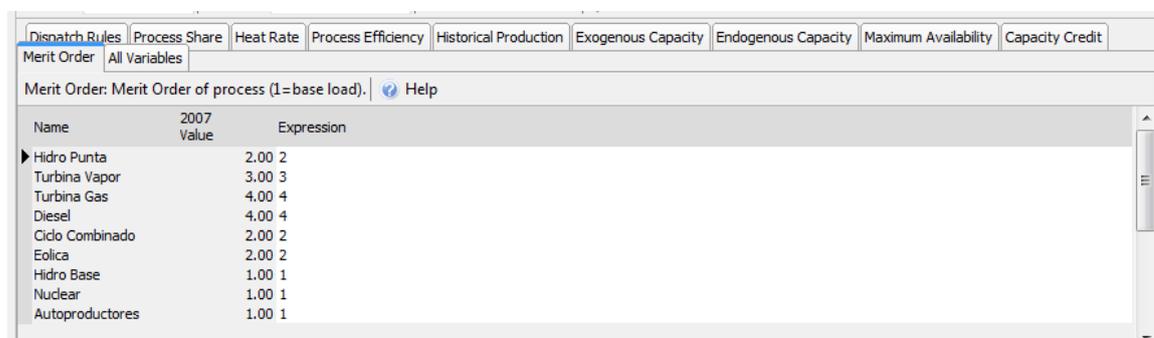
Una de las ventajas más grandes de LEAP es que permite despachar la energía eléctrica con una variedad de criterios muy amplia, y al ser un proceso automatizado, ahorra mucho tiempo a la hora de determinar cómo entraría en juego cada tecnología para satisfacer a la demanda.

Desde la creación del MEM, el despacho de energía en Argentina se ha hecho en base a un criterio de mínimo costo marginal. Es decir, los generadores van entrando al sistema en función del costo de producir el siguiente MWh. Esto asegura un alto grado de competencia entre los oferentes, y menores costos para los consumidores. El resultado en la práctica es que aquellas centrales con mayor eficiencia producen electricidad a precios más baratos, y por ende entran antes a abastecer la demanda.

Existe una distinción entre los distintos generadores. Están los denominados generadores de base y los generadores de punta. El nombre deriva del tipo de demanda que satisfacen. Los generadores de base son aquellos que siempre se encuentran en funcionamiento, como es el caso de las centrales nucleares y parte de las hidroeléctricas. Las primeras sirven como base dado que el costo oportunidad de no tenerlas funcionando es muy alto y el costo del combustible relativo a la cantidad de energía que puede generar es bajo, mientras que las segundas por el hecho de tener un costo marginal mínimo (el del agua) y costos fijos altos que deben amortizarse con la

operación continua. Según CAMMESA, hoy en día se utilizan aproximadamente 3000 MW como potencia hidroeléctrica de base.

Los generadores de punta están destinados a cubrir la demanda variable y sus diferentes picos. Es por eso que parte de la potencia estará o no siendo utilizada en un cierto instante, de acuerdo a las necesidades del mercado. Dentro de esta categoría, las hidroeléctricas de punta y los ciclos combinados son los primeros en entrar por su bajo costo marginal. Luego le siguen los ciclos abiertos, primando las turbinas de vapor que tienen mayores rendimientos que las turbinas de gas o ciclos Diesel. En LEAP, esta regla de despacho se hizo asignando un número de mérito y pidiéndole al programa que genere en orden creciente de mérito. La siguiente pantalla muestra cómo fue ingresada dicha información en LEAP:



Name	2007 Value	Expression
▶ Hidro Punta	2.00	2
Turbina Vapor	3.00	3
Turbina Gas	4.00	4
Diesel	4.00	4
Ciclo Combinado	2.00	2
Eolica	2.00	2
Hidro Base	1.00	1
Nuclear	1.00	1
Autoproductores	1.00	1

Figura 4.12. Asignación de orden de prioridad (mérito) según tipo de generación

Por supuesto que este esquema sólo emula parcialmente al sistema real. En el sistema real sucede que aun dentro de cada ciclo hay centrales más y menos eficientes, y por ende no todas tendrían el mismo mérito. A su vez, CAMMESA puede planificar de qué modo utilizará los recursos hídricos, alterando estos esquemas más racionales, aunque inflexibles, de decisión. Estas discrepancias serían imposibles de simular porque implican conocimientos y decisiones de índole humana. Aun así, al tener reglas de decisión similares a las reales, se puede alcanzar un alto grado de correspondencia, permitiendo cuando menos tener una visión aproximada del sistema eléctrico en el futuro.

4.3.1.1.6. Evolución de la capacidad instalada

Con el crecimiento de la demanda eléctrica vendrá acompañado un crecimiento en la capacidad instalada para generación. La planificación y construcción de estos generadores (o la ampliación de los ya existentes) lleva un cierto tiempo dependiendo del tipo de tecnología. Esto quiere decir que al día de hoy ya se conocen y se tienen programadas las adiciones de generadores en el corto/mediano plazo. Pero pasado cierto año no se conoce cómo evolucionará la potencia porque dependerá de las necesidades no cubiertas y por el tipo de tecnología elegida para cubrirlas.

LEAP permite incorporar estos dos conceptos en el modelo a través de lo que denomina “capacidad exógena” y “capacidad endógena”. El primer caso es la adición de capacidad año a año que es especificada por el programador ya que es conocida desde el primer momento. El segundo caso es una herramienta del propio programa que permite calcular internamente en función a un cierto criterio la cantidad de potencia necesaria un dado año. El criterio utilizado es el siguiente:

1) Se calcula una medida llamada “Margen de Reserva de Planeamiento” (MRP) calculada como:

$$MRP = 100.(Capacidad\ del\ módulo - C\ arg\ a\ Pico) / C\ arg\ a\ Pico \quad (4.2)$$

Donde

$$Capacidad\ del\ módulo = \sum (Capacidad).(Valor\ de\ capacidad) \quad (4.3)$$

Lo que el MRP quiere decir, en términos sencillos, es la diferencia porcentual entre el pico de demanda (dependiente de los consumos especificados año a año y la curva de carga del sistema eléctrico) y la capacidad considerada como “firme”. Toda la capacidad térmica es considerada firme, pero no toda la hidráulica, por ejemplo, por depender del estado del tiempo.

2) Se compara el MRP con un valor especificado por el programador. En nuestro caso se utilizó el 45% (ver anexo 1). Si en un determinado año el MRP es menor al 45%, entonces el programa adiciona capacidad automáticamente de modo de ampliar la brecha y crear un *buffer* entre la demanda pico y la oferta firme.

3) En el caso de adicionar capacidad, el programa lo hace basándose en una lista de valores y ordenes especificadas por el programador.

Orden de Incorporación	Orden de Construcción	Proceso	Tamaño de la Incorporación Expression
▶	1	0 Ciclo Combinado	500
	2	0 Hidro Base	350

Figura 4.13. Esquema de incorporación endógena de capacidad

En la figura se muestra la ventana de LEAP en la cual se ingresan las tecnologías que se incorporarán al sistema de generación de modo de poder cumplir con los mayores requerimientos de potencia. La primera columna indica el orden en que se van agregando las tecnologías y la última, la cantidad de potencia que se agrega por bache.

Esto último es así dado que no sería lógico pensar en un crecimiento continuo de la oferta. Una vez construida la planta, se tiene una capacidad fija que cubrirá el

crecimiento de años posteriores hasta que deban agregarse otras. Las potencias elegidas se basaron en los datos de plantas medianas, y el orden busca reflejar el nivel de inversión que requiere cada tecnología y la necesidad de cubrir tanto con los picos como con la demanda base (por eso se incluye “Hidro Base”).

No se toman en cuenta grandes estructuras que puedan construirse para un determinado año (esto es: mega-proyectos de los que se tiene poca certeza de que se lleve a cabo su ejecución como es el caso de la represa Corpus Christi, en conjunto con Paraguay). No se incluye tampoco la posibilidad de ampliar la oferta nuclear porque son proyectos que han probado tomar mucho tiempo y, si bien existen proyectos siendo estudiados, la experiencia de centrales como Atucha II demuestran que no se puede confiar en los plazos predefinidos.

Se hace uso tanto de la capacidad exógena como endógena para pronosticar una posible evolución del sistema. Los valores de capacidad exógena se basan en las distintas fuentes de información disponibles al día de hoy (*ver anexo 2*). La capacidad endógena podría ser cuestionada desde la perspectiva de que no tiene en cuenta la rentabilidad de instalar potencia marginal. Esto indefectiblemente es una limitación de la situación actual en la cual los precios de la electricidad no reflejan los verdaderos costos. Pero sería impensable que en el futuro no se tomen medidas por parte del gobierno para corregir esta situación y permitir nuevamente que la capacidad acompañe a la demanda con un cierto margen de seguridad.

Debe tenerse en cuenta que la capacidad endógena comenzará a calcularse no en los primeros años de simulación en los cuales la capacidad exógena probablemente cubrirá las necesidades de consumo, sino más adelante, dando tiempo al sistema para reestablecer la competitividad de la electricidad y permitir su crecimiento.

Como comentario adicional, la potencia de los Autoprodutores, por estar regida por distintos *drivers* que los Generadores de Servicio Público y ser indiferente a los criterios de MRP, se pronosticó puramente como potencia exógena continuando con su tasa de crecimiento a largo plazo del 4% anual. Esto es consistente con el crecimiento industrial que demandará más energía autogenerada para su operación.

4.3.2. Refinerías

Las refinerías tienen a su cargo la importante tarea de convertir el petróleo crudo en los principales derivados que se utilizan en todos los sectores de consumo. La figura siguiente resume las transformaciones que suceden en ellas:

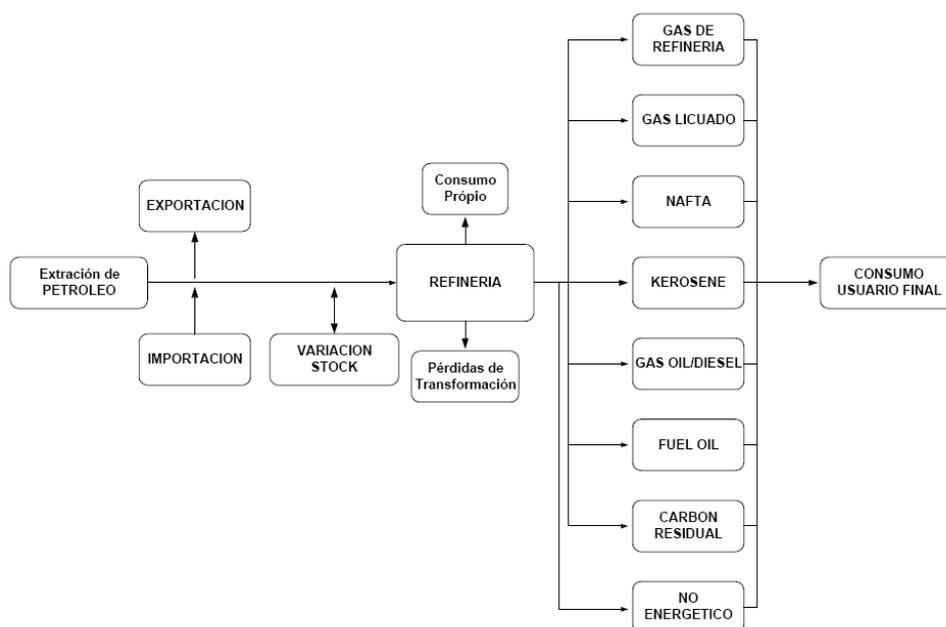


Figura 4.14. Esquema de flujo en una refinería
Fuente: Secretaría de Energía

Uno de los parámetros importantes para caracterizar a las refinadoras es el porcentaje aproximado de cada tipo de derivado que rinde el crudo. Para esto se tomaron los últimos 18 años, y se calculó el promedio de rendimiento por clase de combustible (respecto del 100% de crudo introducido):

	Promedio	Desvío Std.
Gas de refinería	2%	0,3%
GL	3,7%	0,6%
Motonafta	25%	2,4%
Kerosene	5%	0,6%
Gasoil	37%	1,1%
Fueloil	10%	3,5%
Carbón residual	4%	0,3%
No energético	4,27%	1,0%

Tabla 4.6. Rendimiento de la refinación del petróleo según derivado
Fuente: Elaboración propia en base al BEN

La suma de los rendimientos es de 91,6% dado que el resto se considera pérdida del proceso. Estudiando los valores, existen 2 derivados que tienen mayor variabilidad en la participación final: la motonafta y el fuel-oil. En el primer caso, la incidencia es menor porque la media es más alta (resultando en un coeficiente de variación más pequeño). El fuel-oil, en cambio variará más pero se cree que tomando el valor medio, y considerando que es un estudio a mediano plazo, los años de menor producción serán compensados por los de mayor producción. Lo que no puede capturar el modelo son situaciones coyunturales particulares de algún año específico.

Determinada esta información técnica (que tiene que ver fundamentalmente con el proceso, la tecnología y la naturaleza del crudo utilizado) fue importante ver las principales restricciones que presenta la refinación dentro de la matriz energética. La capacidad de refinación nacional se ha mantenido prácticamente constante en los últimos años, aumentando la producción en base, casi exclusivamente, a la mayor utilización de la misma.

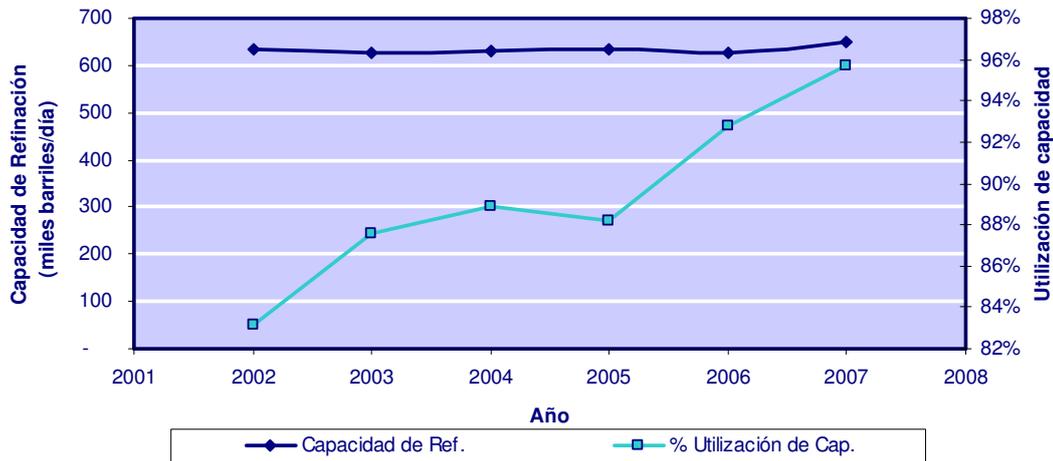


Figura 4.15. Evolución histórica de la capacidad de refinación y el % de utilización

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC y Secretaría de Energía⁴¹

El futuro de la capacidad de refinación es incierto dado que depende fuertemente de la seguridad y rentabilidad que presente el país en lo que respecta a esta actividad. Lo cierto es que se requeriría un incremento importante en la capacidad para poder cumplir con las necesidades de refinación de los años a venir. Esta expansión tendría ventajas y desafíos [Risso, 2006]:

⁴¹ La capacidad instalada se calculó dividiendo el valor de procesamiento de crudo año a año (extraído de datos de la Secretaría de Energía) por la utilización de la capacidad de refinación (extraído del INDEC).

Ventajas	Desafíos
<ul style="list-style-type: none"> • Diseño acorde a demanda futura • Oportunidad para implementar nuevas tecnologías para tratar crudos alternativos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto nivel de inversión y riesgo (condiciones de negocio estables y reglas claras) • Requiere inversiones importantes en infraestructura • Requiere incrementos importantes en la producción de crudo nacional o arbitraje abierto para la importación • Requiere manejar incrementos importantes de excedentes • Requiere que la exportación de naftas sea viable aun con crudos importados

Tabla 4.7. Ventajas y desafíos de la expansión de capacidad de refinación

El criterio que se adoptó para proyectar el crecimiento de la capacidad instalada fue considerar que la misma acompañará a los requerimientos de procesamiento nacional. Por todo lo ya mencionado, esto no es necesariamente cierto, pero debe entenderse que el único efecto que tiene la restricción de capacidad de refinación sobre la simulación es la de determinar cuánta importación deberá corresponder a petróleo crudo y cuánta a derivados ya procesados. Como establecer este límite es difícil, se decidió recurrir a una simplificación que es la de tratar a las importaciones de derivados como un equivalente de petróleo necesario para dar origen a los mismos. Es decir, se utiliza una única categoría de importación: “petróleo y derivados (expresados en petróleo equivalente)”⁴². Una manera gráfica de entender esto sería pensar que si debo importar 1 TEP de gasoil, el equivalente en petróleo sería 2,5 TEP, ya que es la cantidad que debería procesarse para obtener esa cantidad de gasoil (tomando los rendimientos de refinación nacionales de la tabla 4.6). A través de todo el trabajo se hablará de este tipo de importación, y no de derivados de manera aislada. Los valores demandados por el sistema surgieron de las proyecciones hechas en el capítulo de demanda (*capítulo 3*), e incluyen también los requerimientos del propio sector de transformación (combustibles transformados y consumo propio). Estas proyecciones se muestran a continuación:

⁴² Basado en el criterio utilizado por el economista Eduardo Bobillo en el trabajo: “Proyección del balance energético nacional 2005/2025”.

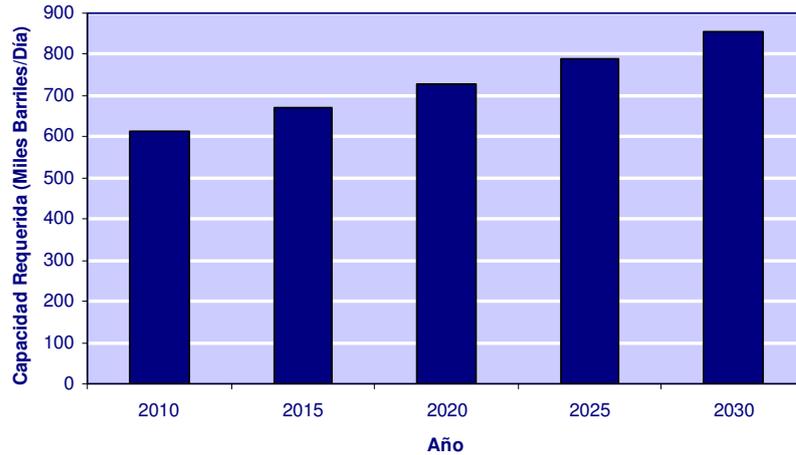


Figura 4.16. Proyección estimada de la evolución de la capacidad de refinación

4.3.3. Carboneras

En estos centros de transformación, ingresa la leña y es transformada en carbón de leña. La siguiente figura esquematiza el proceso:

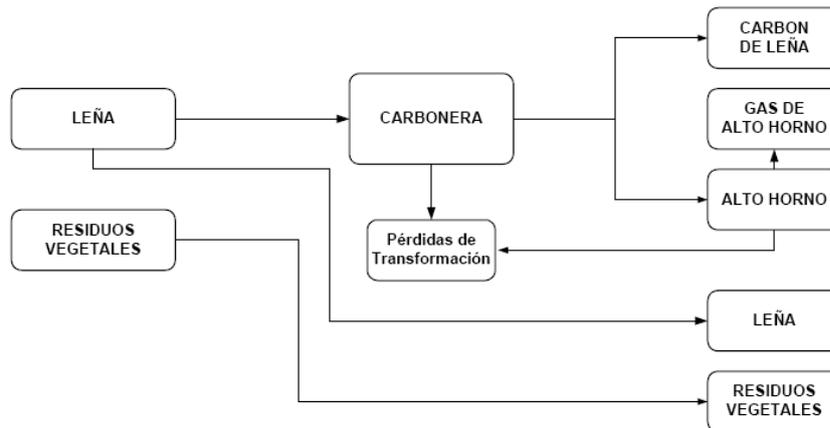


Figura 4.17. Esquema de flujo en una carbonera

Fuente: Secretaría de Energía

Si bien en el caso más general el carbón de leña se podría utilizar para los Altos Hornos, esta alternativa ha caído en desuso, utilizándose puramente coque. Los destinatarios únicos del carbón de leña son los usuarios residenciales. Este proceso muestra una eficiencia promedio (tomando los últimos 18 años) del 54%.

4.3.4. Coquerías y Altos Hornos

La producción de coque es una transformación importante dentro del sistema energético porque se utiliza en industrias de gran envergadura como la siderurgia. El coque se

produce en hornos, utilizando como materia prima dos tipos de carbón: mineral y residual. A su vez los productos de la transformación son: coque y gases de coquería. El problema que se presentó a la hora de modelizar dicho proceso fue que el BEN no especifica cuánto del carbón introducido (de cada tipo) se transforma en coque, y cuánto en gases de coquería. Se recurrió, entonces, a realizar dos estudios estadísticos aplicando regresión:

- El primer estudio tomó Y: Producción de coque (miles TEP), X1: Consumo carbón mineral (miles TEP), X2: Consumo carbón residual (miles de TEP).
- El segundo estudio tomó Y: Producción de gases de coquería (miles TEP), y X1 y X2 iguales que el primer caso.

La regresión se corrió especificando intercepción en $Y = 0$, ya que por la lógica del proceso, cuando no haya insumos, no deberá haber producto.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Coque	
Coef. Mineral	0,60
Coef. Residual	0,80

Gas de coquería	
Coef. Mineral	0,19
Coef. Residual	0,13

Tabla 4.8. Coeficientes de regresión para transformación en coquerías

Los grados de correlación fueron aceptables, siendo $R^2_{ajustado1}=0,93$ y $R^2_{ajustado2}=0,91$. Se utilizó una muestra de 16 datos, que son suficientes porque se trata de un proceso de conversión técnico lo que implica relaciones mejor determinadas que en estudios socio-económicos. La interpretación de los resultados sería la siguiente: por cada TEP de carbón mineral horneado se consiguen 0,6 TEP de coque y 0,19 TEP de gas de coquería, y por cada TEP de carbón residual, se consiguen 0,8 TEP de coque y 0,13 TEP de gas.

Respecto de los Altos Hornos, lo único que tuvo que determinarse fue la eficiencia de conversión del coque en gases de Alto Horno, que se pudo hacer tomando el promedio de eficiencia (que se mantiene aproximadamente constante) de los últimos 16 años, dando este 49%. Se desprecia el uso, de 2007 en adelante, del carbón de leña que fue discontinuado, según informa el BEN en 1999.

4.3.5. Consumo propio

Cuando se estudió la demanda se omitió el consumo de combustibles que resulta de la propia necesidad de los procesos de transformación. Estos procesos utilizan combustibles o fuentes energéticas para convertirlas en otras distintas, perdiendo en la operación parte de la energía por ineficiencias. Pero además existe un uso de la energía propiamente dicha para alimentar a las maquinarias y para mantener a las usinas, refinerías, coquerías, etc. funcionando. Este es el denominado “consumo propio”.

La SE provee estos valores a nivel agregado, es decir sin discriminar cuánto consumo propio le corresponde a cada proceso de transformación. No se encuentra disponible tal dato, pero se creyó importante incorporar el consumo al modelo cuando menos de manera aproximada. Se buscó entonces un proceso significativo que pudiera ser el *driver* del consumo propio (de manera similar a como se trabajó en los cálculos de demanda).

Se encontró que la generación de electricidad acompaña de manera aceptable al consumo propio (*ver anexo 3*), y esto tiene sentido si se considera que la electricidad sintetiza de alguna manera los procesos de transformación, incluyendo entre sus combustibles distintos derivados, gas y otros primarios. Es cierto que el consumo propio se da en cada proceso en particular (refinería, carboneras, etc.) pero como los productos de los mismos eventualmente alimentan a las usinas eléctricas, la producción de electricidad da buena cuenta de las fluctuaciones en los sectores de transformación, y por ende en los consumos propios.

En LEAP el consumo propio se incorporó agregando un proceso de transformación de electricidad a electricidad con eficiencia 100% cuya conversión tiene asociados a los 3 combustibles más representativos: electricidad, gas natural y gas de refinería. El proceso en sí no produce transformación pero tiene como cometido registrar cuánta electricidad genera el sistema, y asociarle a ella un consumo propio del sector transformación.

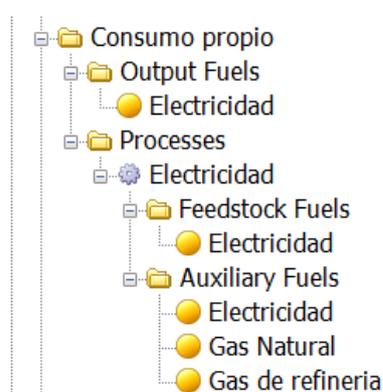


Figura 4.18. Captura de imagen de LEAP de la modelización del consumo propio

Los consumos propios específicos utilizados fueron de $0,032 \text{ TEP}_{\text{elect}}/\text{TE}_{\text{Pelect}}$, $0,445 \text{ TEP}_{\text{gas natural}}/\text{TEP}_{\text{elect}}$ y $0,076 \text{ TEP}_{\text{gas refinería}}/\text{TEP}_{\text{elect}}$. Estos valores se obtuvieron promediando los últimos 7 años.

4.3.6. Pérdidas y no aprovechado

Por último se tuvo en consideración las pérdidas de gas natural y electricidad, tomadas como un promedio de los últimos 8 años. Los valores respectivos fueron 0,8% y 16,1%. A su vez, el gas natural tiene una merma por el gas que es venteadado a la atmósfera (1,7%).

4.4. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

Si bien LEAP calcula automáticamente las exportaciones y las importaciones como diferencia entre lo producido y lo demandado internamente, se pueden especificar las llamadas exportaciones (o importaciones) objetivo (*target exports / imports*). Estos valores son los que se fijan en base a acuerdos entre países para intercambiar combustibles.

En general debería suceder que los acuerdos de exportación se hicieran bajo una condición de superávit del energético en cuestión, pero esto no siempre se da así como lo ilustra el ejemplo de las exportaciones de gas a Chile que se discutirá más adelante. Lo que debe entenderse es que en el caso de no haber objetivos de comercio externo (o de ser estos menores a los superávit o déficit registrados en el sistema), LEAP adjudicará la diferencia entre oferta y demanda interna al mercado exterior. En el modelo no se incluyó la posibilidad de almacenar combustibles porque, luego de estudiar la evolución del BEN, se vio que son cifras mayoritariamente despreciables y que no siguen políticas definidas (es decir, fluctúan sin aparente explicación).

Sólo se tratará el gas natural y el petróleo y sus derivados, por ser estos los combustibles más críticos dentro de la matriz no renovable.

4.4.3.1. Gas natural

Las exportaciones de gas natural tienen tres destinos principales: Chile, Brasil y Uruguay.

	Chile millones m ³ /día	Uruguay millones m ³ /día	Brasil millones m ³ /día
2002	14,63	0,06	1,33
2003	16,60	0,17	0,93
2004	18,62	0,31	1,20
2005	16,85	0,30	0,93
2006	7,35	0,04	1,01
2007	2,97	0,00	0,44
2008	1,49	0,07	0,36

Tabla 4.9. Evolución histórica de exportación de gas natural, según destino

Fuente: Elaboración propia en base a datos de SE

Como se ve, Chile ha sido a través de los años el que mayor participación ha tomado en las exportaciones por sus requerimientos residenciales y su uso a gran escala en la productora de metanol Methanex. A su vez Chile sólo tiene modestas reservas de gas, imposibilitándolo de autoabastecerse completamente. Debido a que a partir del 2006 Argentina comenzó a restringir las exportaciones (imponiendo también mayores retenciones), Chile tuvo que reconsiderar su posición y es así como se encuentra concluyendo la construcción de la primera planta re-gasificadora del Hemisferio Sur. Esta planta le permitirá reemplazar la totalidad de gas que proviene de Argentina⁴³.

Todo esto indica que las exportaciones a Chile seguirán bajando en los próximos años conforme este país pueda abastecerse de otras maneras, y Argentina requiera más caudal para abastecer su demanda interna. Recuérdese que el Marco Regulatorio de Gas impide las exportaciones de este combustible en caso de déficit interno. Se propuso adoptar para el modelo una exportación a Chile que se reduzca a 0,5 millones m³/día hacia 2010⁴⁴, manteniéndose constante a partir de ese punto. Las exportaciones a los otros países se consideran constantes. La razón de esta proyección tiene que ver con los picos de demanda estacionales que eventualmente podrían exigir de los otros países la necesidad de gas argentino, y a su vez la conservación de un caudal mínimo para la integridad técnica de los gasoductos.

4.4.3.2. Petróleo crudo y derivados

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319 establece que “*la exportación de los hidrocarburos y de sus derivados es legislada en estrecha coordinación con el aseguramiento de la autosuficiencia del país en la materia, ya que el Poder Ejecutivo la autorizará siempre que se trate de cantidades no requeridas para la adecuada satisfacción de las necesidades internas*”⁴⁵. Es por esta razón que se decidió adoptar tanto para el petróleo crudo como sus derivados un criterio más conservador al asumir que se respetará esta

⁴³ **Fuente:** <http://www.diariouno.com.ar/contenidos/2009/06/23/Chile-avanzó-en-una-planta-de-gas-y-dejaría-de-depender-de-Argentina-0071.html>

⁴⁴ Algunas fuentes inclusive indican que Chile pasará a exportar gas a Argentina, revirtiendo su rol. Esta posición es todavía especulativa por lo que no se incluye en los supuestos del modelo.

⁴⁵ **Fuente:** <http://mepriv.mec.gov.ar/Normas/17319.htm>

normativa y sólo se exportará en caso de que existan excedentes de producción. Así, se decidió no especificar “exportaciones objetivo”, y dejar que el propio programa calcule el saldo entre producción y demanda interna, y que lo adjudique a exportaciones o importaciones según sea el caso.

V. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

5.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de los capítulos anteriores fue modelizar tanto la demanda como la oferta para los distintos sectores energéticos. Como se mencionó desde un principio, se trabajó sobre el escenario de referencia, que es aquel que asume políticas continuistas, sin considerar planes específicos para subsanar los problemas que hoy afectan al sector.

Lo que se buscará en el presente capítulo será la simulación de distintas políticas de modo de evaluar el impacto que podrían tener sobre el sistema, y por ende su nivel de efectividad. Por último se dará un análisis de sensibilidad al aplicar un paquete de soluciones, planteando escenarios de distinto ritmo de crecimiento de la riqueza del país y de producción de gas y petróleo.

5.2. DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA

Sin duda, uno de los puntos más citados a la hora de identificar posibles soluciones al problema energético y a la sobre-dependencia de hidrocarburos es la diversificación de la matriz⁴⁶. Diversificar la matriz significa modificar los pesos relativos de los distintos combustibles en el consumo de energía para generación. La dependencia excesiva de los hidrocarburos nace del tipo de tecnologías utilizadas para la generación. Las denominadas centrales térmicas⁴⁷ usan diversas formas de combustibles fósiles (gas natural, fuel-oil, gasoil, carbón). Frente a las perspectivas de escasez y de altos precios de los hidrocarburos (a causa de mayores importaciones y exploración de más alto riesgo y menores rendimientos) los ciclos térmicos son vistos como menos deseados que las denominadas “energías alternativas”. Se tomará una visión más amplia de éstas, incluyendo dentro de la categoría a la nuclear y la hidroeléctrica, que en definitiva hacen uso de otras fuentes distintas a los combustibles fósiles.

Una de las barreras más importantes para la diversificación de la tecnología de generación son las altas inversiones requeridas y los altos costos de operación y mantenimiento. Esto se tratará en el capítulo 6. Por otro lado, la diversificación se puede hacer casi exclusivamente en base a la capacidad a instalar. Esto quiere decir que sólo a medida que crezca la necesidad de oferta, se podrán introducir las tecnologías alternativas, siendo la posibilidad de reemplazar las tecnologías ya instaladas muy baja por la situación crítica del sistema eléctrico que no puede dispensar de capacidad de

⁴⁶ Uno de los documentos más importantes en materia energética surgidos este año (2009) fue “Propuesta de una Política de Estado para el Sector Energético Argentino”, firmado por 8 exsecretarios de energía. En este documento, la necesidad de diversificar la matriz aparece como el quinto punto dentro de los 10 más importantes a tratar para una política energética a largo plazo.

⁴⁷ A veces se incluye dentro de esta categoría a las centrales nucleares ya que también se produce generación por intercambio de temperatura, pero en la denominación que se utiliza aquí, se hace referencia a aquellas que utilizan hidrocarburos únicamente.

generación. La consecuencia más directa de esto es que diversificar llevará tiempo. De allí también la importancia de tomar un horizonte amplio en la planificación estratégica.

5.2.1. Tipos de tecnología de generación y factibilidad de incorporación

Existen, dentro de las alternativas de generación que no incluyen a los hidrocarburos, muchas posibilidades. Para citar algunas se tiene: energía hidroeléctrica, nuclear, eólica, solar (fotovoltaica y térmica), geotérmica y undimotriz (energía de las olas). Menos esta última, que tiene pocas perspectivas de desarrollo en el país, se consideraron todas las alternativas de modo que las mismas sirvan para diversificar la generación de electricidad. Lo que se buscó fue elaborar un cronograma tentativo de incorporación de nuevas centrales alternativas, juzgando dentro de los rangos factibles cuánto sería posible adicionar año a año de cada tipo. En cada caso se darán justificaciones basadas en proyecciones de distintas fuentes disponibles, pero siempre debe recordarse que la gran mayoría de estos proyectos están en etapas de prefactibilidad o aun en estudios anteriores a la prefactibilidad.

Muy poca de la potencia que se requerirá en los siguientes años está verdaderamente planificada con certeza. Como resulta indispensable proponer una evolución, se tomará una que resulte lo más lógica posible. Aun así, se admite que muchos de los supuestos de incorporación son optimistas, pero así debe ser para poder contrastar un escenario continuista con uno de cambio tan extremo como resulta naturalmente posible.

Queda fuera del propósito del presente trabajo dar una descripción pormenorizada de los distintos métodos de generación, ya que esta información puede ser consultada en múltiples fuentes de forma muy completa.

5.2.2. Cronograma tentativo de incorporación de capacidad (escenario diversificado)

Existen muchos documentos que proponen cronogramas de instalación de capacidad o pautas que la guíen. Cada uno de ellos posee fortalezas y debilidades. Muchos son demasiado optimistas en los plazos, otros en el volumen de capacidad a instalar, etc. Lo que se buscó fue encontrar un cronograma superador que, dentro de un tinte optimista necesario para cualquier plan de diversificación, pudiera reflejar visos de factibilidad. De nada sirve plantear una realidad perfecta si es inalcanzable, por eso se tomó el criterio antes dicho.

Se utilizaron 6 documentos para respaldar las decisiones de incorporación de capacidad:

- Informe “Estado de la Energía Eólica en Argentina” de la Cámara Argentina de Energías Renovables, 2009.

- Artículo “Energía Nucleoeléctrica en la Argentina: El Futuro” de la revista Proyecto Energético, 2009.
- Boletín informativo del Instituto Petroquímico Argentino, 2008.
- Informe “Matriz Energética Nacional 2007-2027” del Instituto Buenos Aires de Planeamiento Estratégico, 2006.
- Ley 26.190/06 sobre energías renovables, 2006.
- Informe “Una Estrategia Energética Sustentable para el Siglo XXI” por Montamat & Asoc., 2005.

Como puede observarse, las fuentes no son todas completamente actuales, lo que refuerza aun más la idea de parcializar su validez. Cada una contribuyó de alguna manera para delimitar el cronograma que se describe a continuación⁴⁸.

Año	Hidro	Nuclear	Eólica	Solar	Geotérm.	Mini-Hidro
2009						
2010			50	10		
2011			100			
2012			200		50	50
2013			250	40		50
2014	852		250			50
2015		750	250	50	100	50
2016	1.800	750	250			50
2017			250			50
2018	3.100		250	100		50
2019	3.500		250			50
2020		750	250			50
2021	1.100	750	250	100	200	50
2022	1.900		300			50
2023			300			50
2024	1.100		300	100		50
2025		750	300			50
2026		750	300	100		50
2027	1.400		350		200	50
2028			350			50
2029		750	350	100		50
2030		750	350			50

Tabla 5.1. Cronograma de incorporación de capacidad eléctrica 2009-2030 (en MW) para escenario diversificado

a) Energía hidroeléctrica

Los proyectos hidroeléctricos se separaron en dos categorías: los grandes proyectos (Hidro) y los pequeños proyectos (Mini-hidro). Esto es importante ya que los pequeños proyectos de aprovechamiento hídrico (pueden incluir la elevación de cotas de represas

⁴⁸ El cronograma debería considerarse como uno “marginal”, ya que no incluye todos los proyectos de capacidad exógena del escenario de referencia (ver Anexo 2). Sin embargo estos proyectos se incluyen en la modelización del escenario diversificado. De esta manera el cronograma presentado incluye la capacidad exógena que no será incluida en el escenario de referencia, pero sí en el escenario modificado.

ya existentes también), por tener menores escalas implican considerablemente menores inversiones, y por ende pueden ser efectuadas con mayor frecuencia. El valor de 50 MW se tomó del estudio del IBAPE, pero mientras que éste excluía la incorporación en algunos años y en otros incluía módulos de 100 MW, se decidió uniformizar en el tiempo tomando un valor menor, dando un crecimiento total aproximadamente igual.

Los grandes proyectos hidroeléctricos son, en general, proyectos que se encuentran incluidos dentro de una gran cartera de posibles ampliaciones, y que están en distintas etapas de su desarrollo (estudio, prefactibilidad, factibilidad, confirmados). Por su volumen, suelen ser mayores a 1000 MW (excepto en 2014, con El Chihuido que posee 850 MW) y hasta pueden ser proyectos binacionales (como es el caso de Garabí en 2016). El cronograma se tomó del informe de IBAPE, incluyendo represas como: Quemquemtreu, De Las Juntas, cierre de Condor Cliff, Amisacate, entre otras. Se decidió excluir a Corpus Christi, otro de los desarrollos binacionales, por no ser necesaria según los cálculos de potencia de generación proyectada.

b) Energía nucleoelectrica

La energía nucleoelectrica es una fuente importante dentro del planeamiento energético del país. Si los desechos son bien tratados, ésta puede ser una forma muy limpia de producir energía. La central Atucha II no se muestra dentro del cronograma porque ya fue especificada en el cronograma del escenario de referencia (*ver anexo 2*). En esta categoría, no se tomaron las proyecciones del IBAPE dado que al haber sido realizado en el 2006, fue demasiado optimista en las fechas de conclusión de las obras de Atucha II (estimada por dicho estudio para 2009, cuando comenzará a funcionar recién en 2011 aproximadamente) y presenta fechas poco plausibles para la cuarta y subsiguientes plantas. Según un artículo por el Presidente de Nucleoelectrica Argentina S.A, la cuarta central se concretará para mediados de la próxima década con dos unidades de 750 MW brutos instalados con aproximadamente 12 meses de diferencia. Este período es el que permite mantener la sinergia y disminuir los costos totales en un 35% [Messi, 2009].

Para proyectar la instalación de potencia nuclear hasta el final del período bajo análisis se utilizó un esquema similar al de la cuarta central, es decir, dos unidades de 750 instaladas con un año de diferencia. Los períodos se estipularon dejando 2 o 3 años de diferencia entre instalaciones. El objetivo fue lograr que se instalaran entre 5000 y 6000 MW de este tipo de potencia, que es lo que otros estudios han indicado como un valor posible [Núñez, 2008].

c) Energía eólica

Esta energía es quizás una de las más prometedoras dentro del rubro de las renovables. Esto se debe a que Argentina cuenta en la Patagonia con zonas de vientos de alta

velocidad que se traducen en factores de capacidad⁴⁹ mucho más elevados que lo normal. Debe tenerse en cuenta que la potencia generada varía con el cubo de la velocidad del viento, haciendo que los efectos de vientos más rápidos sean aun más importantes.



Figura 5.1. Zonas con factor de capacidad mayor a 35% a 70 m de altura
Fuente: Centro regional de energía eólica, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

A corto plazo hay pocas posibilidades para la energía eólica por el bajo precio que se paga el MWh generado y por los bajos incentivos [Bastianon, 2009]. Es por eso que se plantea una situación de penetración creciente de esta tecnología, comenzando por 50 MW en 2010 y llegando a incorporaciones de 350 MW para 2030. Una de las grandes ventajas que posee nuestro país es que ha desarrollado desde temprano la investigación y desarrollo del aprovechamiento eólico, teniendo prestigiosas empresas nacionales como *Impsa Wind* que podrían proveer los requerimientos propuestos. Aun así, el país ha desaprovechado este *know-how* y no ha sabido llevarlo a la práctica por una deficiencia en las políticas energéticas. En el planteo de la matriz diversificada, se asume que la energía eólica será fomentada de manera efectiva, pasando a aprovechar una de las ventajas competitivas que presenta el país.

Como se observa en el cronograma, hacia 2016 se incorporarán 1350 MW de potencia eólica que es aproximadamente lo que estipula la Ley 26.190/06. La desventaja de esta ley es que no plantea penalidades en caso de incumplimiento. En total, hasta 2030 se plantea la incorporación de 5500 MW de energía eólica que resulta una estimación alcanzable según estudios hechos recientemente [Fernández et. al, 2009].

⁴⁹ Se denomina “factor de capacidad” a la cantidad de energía generada dividido la energía que podría generar si estuviera funcionando continuamente a la potencia nominal.

d) Otras fuentes menores

La incorporación de potencia solar y geotérmica se proyecta que será muy pequeña. Esto se debe en gran parte a sus costos, y a la imposibilidad de almacenar estas fuentes. Se adoptó estrictamente el mismo cronograma que el IBAPE hasta 2027 (último año de proyección de dicho informe), y luego se hicieron pequeñas adiciones para completar hasta 2030, siguiendo el formato de tamaño de módulos de generación y la frecuencia de incorporación. Si bien podrían haberse obviado, se incluyeron estas dos fuentes porque independientemente del peso que ganen dentro del país, en el mundo serán de importancia, y desarrollar aunque sea proyectos de poca escala no posicionará estratégicamente en lo que hace a desarrollo de la tecnología involucrada.

e) Generación térmica

En el escenario de diversificación se plantean 2 supuestos adicionales. En primer lugar que se retirará una cierta capacidad de potencia térmica (de TV y TG) que surge del informe del IBAPE, y en segundo lugar, que únicamente se incorporarán CC cuando exista déficit en relación a los otros generadores instalados. Esto quiere decir que los CC se incorporan endógenamente con el mismo criterio que en el escenario de referencia. La sustracción de TV y TG se hace de modo tal de tener 1000 MW de potencia instalada de cada tipo hacia 2030 (con una interpolación lineal).

5.2.3. Escenario de Referencia vs. Escenario Diversificado

Con el nuevo escenario bien determinado (y manteniendo el resto de variables iguales a la referencia) se pudieron observar los principales efectos de diversificar la matriz eléctrica.

5.2.3.1. Potencia eléctrica y generación

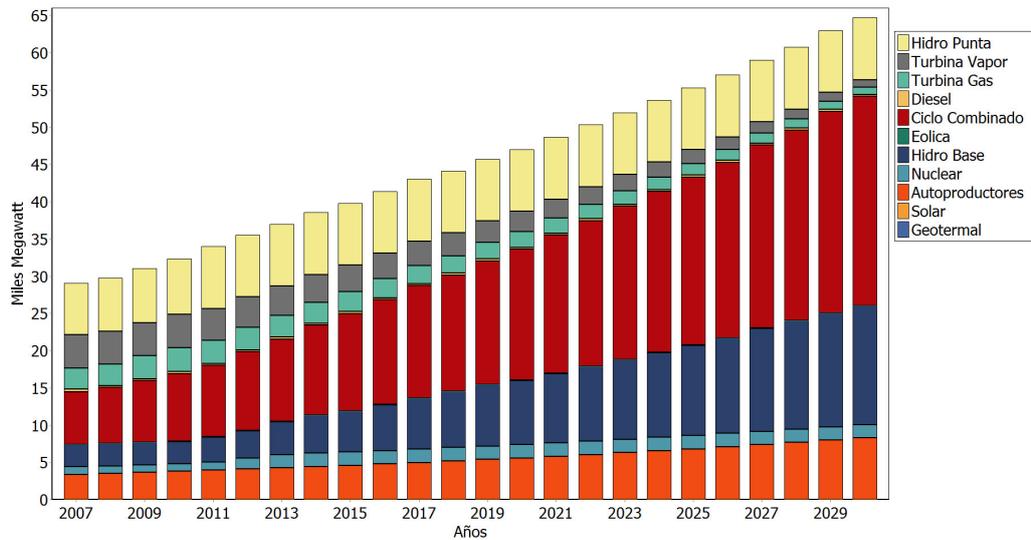


Figura 5.2. Potencia nominal instalada proyectada (Escenario de Referencia)

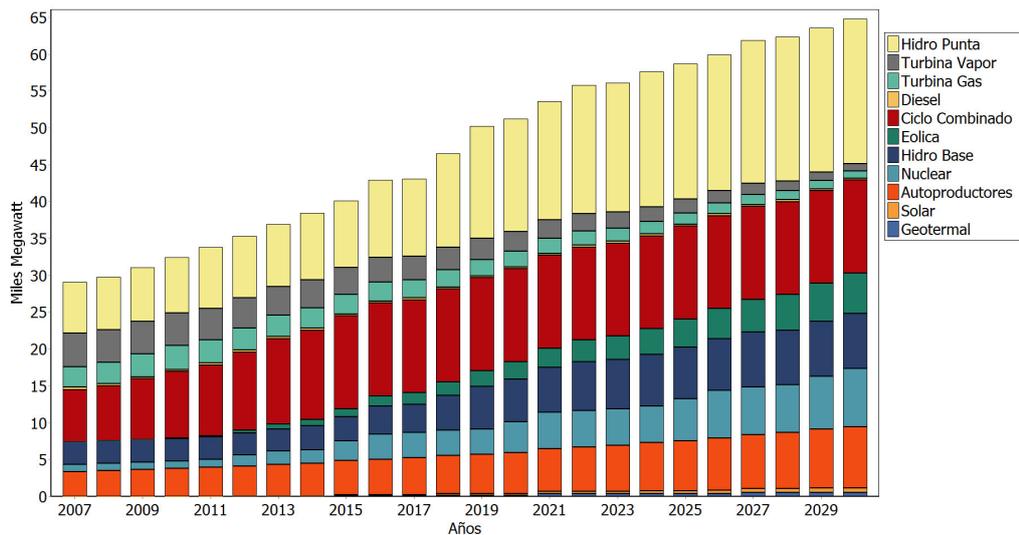


Figura 5.3. Potencia nominal instalada proyectada (Escenario Diversificado)

La simulación muestra que los requerimientos de potencia (incluyendo autoprodutores) deberán incrementar en aproximadamente 35 GW hacia 2030. Esto, por supuesto, es independiente del esquema de tecnologías que se utilicen para generarla, y es por eso que ambos escenarios arriban a la misma potencia al final del período en estudio. La forma de evolución es distinta porque los módulos agregados, y los plazos en los que se agregan son distintos para los distintos escenarios.

No debe ponerse demasiado énfasis en la diferenciación entre “Hidro de Punta” e “Hidro de Base”, ya que estas son subdivisiones de un mismo tipo de potencia

(hidroeléctrica) cuya razón de ser tiene que ver únicamente con la lógica del orden de despacho.

Como se ve, en ambos casos disminuye la participación de las TV y TG en la misma proporción (ya que esto fue prefijado externamente), pero la principal diferencia es que en el escenario de referencia en el que se cubren los faltantes de potencia con pequeños proyectos hidroeléctricos o con CC, el crecimiento de la preponderancia de los CC dentro de la potencia instalada es acusado. Este es uno de los peligros más grandes de confiar indefinidamente en las ventajas de menor costo de instalación de los CC. Frente a la carencia de una política definida de diversificación, la dependencia del gas natural se profundiza y se tiene en el transcurso de los años una matriz en la que la generación térmica continua predominando.

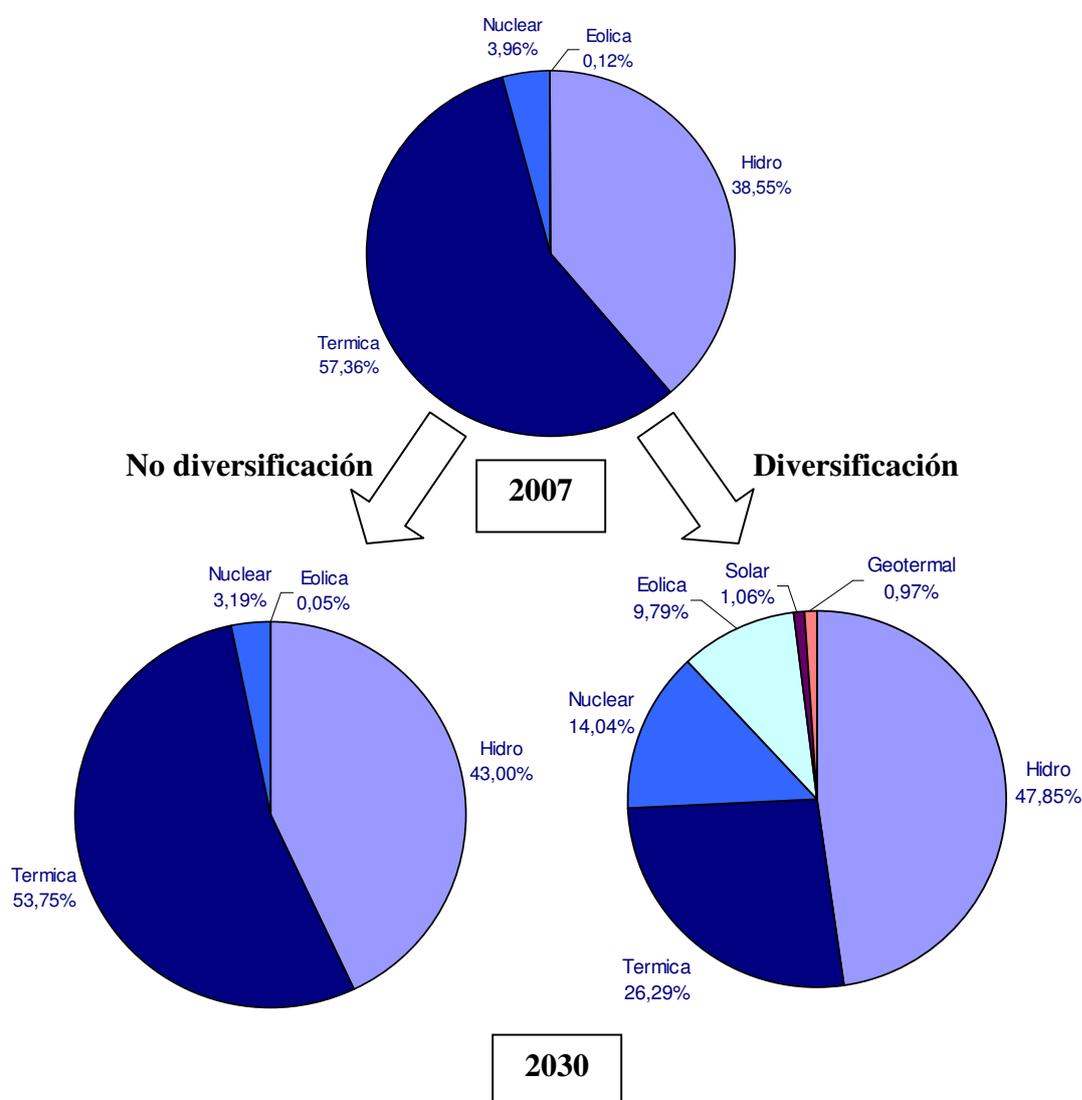


Figura 5.4. Comparación de la composición de la potencia nominal instalada con y sin diversificación⁵⁰ (2030)

⁵⁰ No se consideran los autoprodutores

Sin diversificación los dos grandes polos de potencia se encuentran repartidos entre la energía hidráulica y térmica, con un mínimo de nuclear. Estos porcentajes continúan siendo en 2030 muy similares a los exhibidos en el año base (2007) como consecuencia de la incapacidad de desarrollar nuevas fuentes.

Al diversificar, lo que se quita es preponderancia de las fuentes térmicas (combustibles fósiles), relegándolas a casi un cuarto de la potencia en juego en el sistema frente a un 75% de potencia que utiliza otros medios de generación. La energía solar y geotérmica no ocupará un lugar mayoritario, pero al menos tendrán una base para seguir desarrollándose. La energía eólica, si se cumplen los planes propuestos, alcanzará casi un 10% del total.

Una de las desventajas de sobre-diversificar la matriz sería la pérdida de firmeza de la potencia instalada. La mayoría de energías alternativas (excepto la energía nuclear) dependen de condiciones externas que son difíciles o imposibles de controlar. Las represas dependen de la hidraulicidad de un determinado año, las eólicas de los vientos que soplen, etc. En el escenario propuesto, se llega a tener un 40% de potencia firme, y un 60% de energía menos firme, frente al valor de 2007 que es prácticamente al revés (60% firme y 40% menos firme). Hay dos consideraciones que pueden hacerse sobre este tema. La primera es que debe recordarse que la planificación de la matriz se hizo teniendo en cuenta la firmeza de las fuentes generadoras, por lo que al agregar capacidades se otorgaron excesos necesarios para cumplir con los picos de demanda con el menor grado de problema posible. La segunda es que a medida que evolucionen las tecnologías, también el país deberá evolucionar su *know-how* para almacenar potencia de modo que pueda ser utilizada cuando verdaderamente se necesite, y no cuando las condiciones climáticas lo condicionen (*ver sección 5.7.2*).

Si sólo se observa la potencia instalada y la participación de las distintas tecnologías se puede incurrir en un error. Más allá del porcentaje que represente cada tecnología, los factores de disponibilidad son muy distintos. Esto hace fundamental el estudio de la proyección de producción eléctrica por fuente hasta 2030.

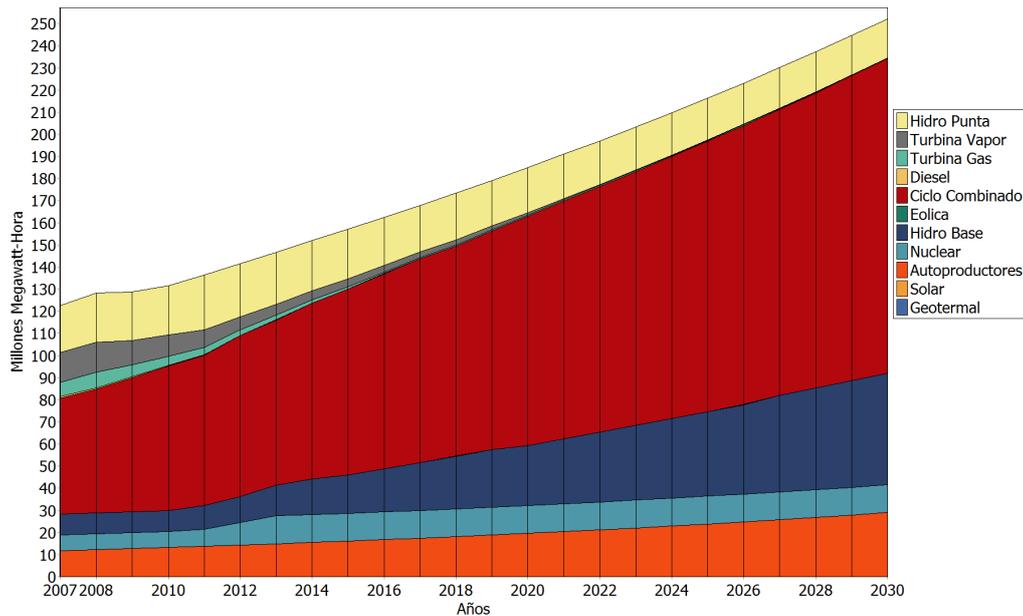


Figura 5.5. Producción eléctrica proyectada por fuente (Escenario de Referencia)

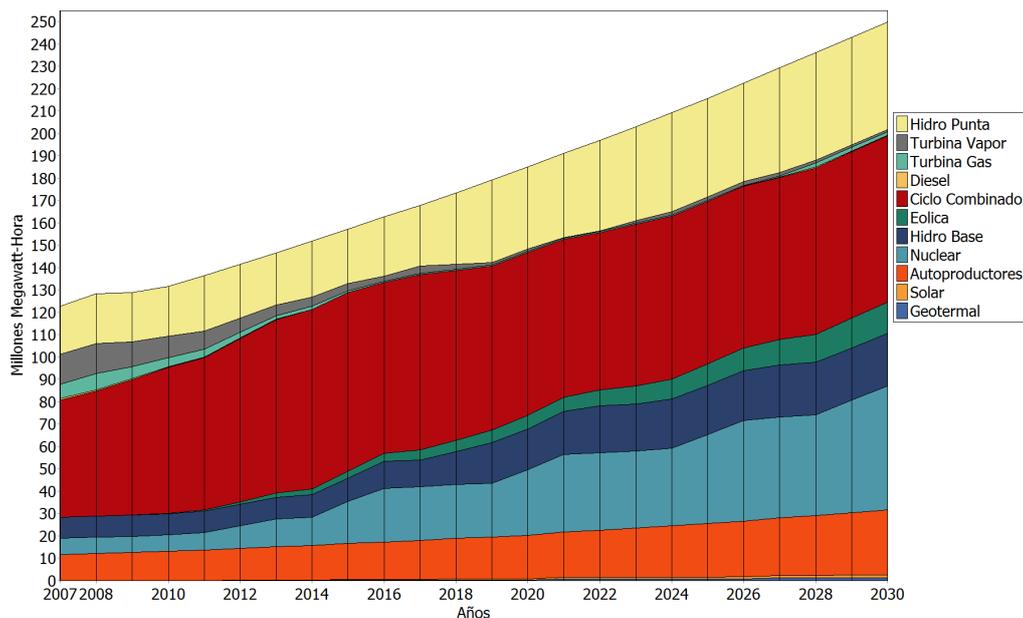


Figura 5.6. Producción eléctrica proyectada por fuente (Escenario Diversificado)

Estos gráficos son más representativos para entender la participación relativa de las distintas fuentes. Si se asume el escenario de referencia, se puede corroborar que la participación de las tres fuentes principales se mantienen aproximadamente constantes entre 2007 y 2030 con valores medios: Hidro (29%), Térmica (65%) y Nuclear (6%). En el escenario diversificado, en cambio, se llega a una generación sustancialmente más equilibrada hacia 2030: Hidro (32%), Térmica (35%), Nuclear (25%), Eólica (6%), Otras (2%).

Estos porcentajes son considerablemente distintos a los que se mostraron en las proyecciones de potencia en las cuales la energía hidráulica representaba en 2030 poco menos del 50% de la potencia instalada. Este tipo de matriz, entonces resulta muy deseable, y es quizás uno de los mayores esfuerzos que deberían realizarse para modificar la dependencia de los hidrocarburos. La situación de 2030 bajo un escenario no diversificado es mucho peor que la actual ya que si bien los porcentajes de energía térmica son parecidos a los actuales, el total de electricidad a generar es prácticamente el doble, y la producción de gas y petróleo será, con alta probabilidad, más escasa que hoy en día.

5.2.3.2. Importaciones

Otro punto importante a analizar es el efecto de la diversificación sobre las importaciones de gas. Muchos argumentan que diversificar la matriz eléctrica sería una manera efectiva de evitar el desabastecimiento. Para esto es importante analizar la simulación resultante de LEAP para ambos escenarios. Es fundamental recordar que los valores de importación dependen tanto de la demanda como de la oferta, y en el modelo la oferta de gas se modelizó bajo la hipótesis de producción decreciente de gas y petróleo. Más adelante se analizará qué sucedería si esto no es así (*ver sección 5.7*), pero mientras tanto asúmase que la hipótesis es factible.

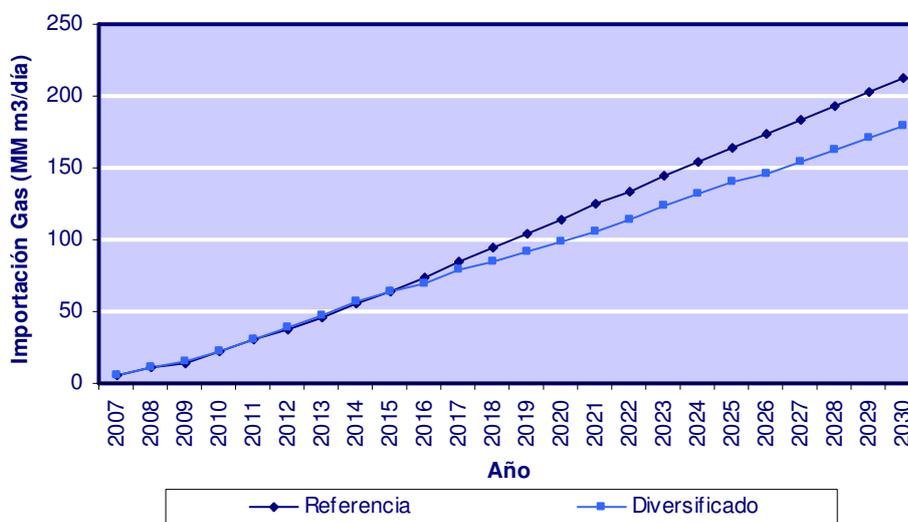


Figura 5.7. Proyección de importación de gas, según escenario

Los valores de importación significan déficit entre demanda y producción, lo que quiere decir que esa diferencia podría ser cubierta tanto por importaciones directas de gas de Bolivia (cuando esto sea posible), regasificación de GNL o inclusive sustitución por otros combustibles líquidos como el gasoil o el fuel-oil. Independientemente de cuál de estas alternativas sea la que adopte el país, es claro que bajo los supuestos del modelo el futuro del abastecimiento de gas es catastrófico. En poco más de 20 años, las importaciones se ven multiplicadas por 39 (un crecimiento anual equivalente de 17,3 %)

en el escenario de referencia y por 32 en el escenario diversificado (crecimiento equivalente anual del 16,4 %). Como era de esperarse las dos curvas comienzan cercanas y van divergiendo. Esto se debe a que la solución de diversificar no es del tipo coyuntural, sino más bien estratégica e implica mayores impactos a medida que más tiempo pasa y la matriz se vuelve a estabilizar en un nuevo equilibrio entre fuentes energéticas. Nadie pensaría que una manera de disminuir las importaciones de gas en los próximos 3 años sería construyendo más molinos de viento porque es claro que el peso de los ciclos térmicos seguirá siendo predominante en este período.

Una de las primeras cosas que debería llamar la atención del gráfico es que aun con la diversificación de la generación eléctrica sólo se logra ahorrar un 15,7 % de las importaciones (33,3 millones de m³/día) en 2030, que si bien es una gran cifra en términos del consumo actual, no tiene el impacto que muchos parecen atribuirle. La razón de que estos valores sean altos tiene que ver con que el problema de oferta es igual o más grave que el de demanda. Ciertamente con el abaratamiento relativo del gas, éste creció mucho en su participación dentro de la matriz, pero también es cierto que no ha habido inversiones en exploración, por lo que decir que se ahorra gas utilizando fuentes alternativas (como la eólica o nuclear) es sólo decir que se crece a un menor ritmo, pero finalmente la tendencia es creciente. Si la producción cae, por más suavizado que sea el crecimiento de la demanda, la brecha se ampliará paulatinamente dando paso a mayores importaciones.

Hoy en día pensar en importaciones de 200 MM m³/día es pensar en un futuro imposible de sostener. Bajo estos escenarios, Argentina importaría el 50% del gas que utilizaría hacia 2019 (referencia) o 2020/21 (diversificado).

Respecto a las importaciones de petróleo y sus derivados la situación es más difícil de estudiar. Por un lado los derivados podrían fabricarse dentro del país o podrían importarse. Si se produjeran en el país, a su vez, podrían provenir de petróleo nacional o de petróleo importado. Entonces la situación es doblemente compleja: presenta restricciones delimitadas por la capacidad de producir petróleo de las cuencas argentinas, y las restricciones propias de la capacidad de refinación. La relación que exista entre estas dos será la que determine cuánto petróleo y cuántos derivados se deberán importar. A esto se le suman dos problemas adicionales no menores: la estacionalidad y la posibilidad de uso de combustibles líquidos como sustitutos del gas. La primera quiere decir que aun teniendo capacidad para refinar el volumen requerido anual, puede suceder que los meses de máxima demanda ésta no alcance, dando paso a importaciones. La segunda tiene que ver con la forma en que se intentará solucionar la escasez de gas: utilizando mayores proporciones de gasoil o fuel-oil en períodos de alta demanda, distorsionando el consumo esperado de estos combustibles.

Dicho esto se puede pasar a analizar la situación. Se decidió relajar la restricción de la capacidad de refinación como un método de uniformizar el tratamiento de las importaciones (como se vio en la sección 4.3.2). Relajar la restricción quiere decir asumir que la capacidad para refinar petróleo será suficiente para obtener los derivados demandados. Aun cuando esto no sea estrictamente cierto sirve como un método mediante el cual se pueden expresar las importaciones de petróleo y derivados como un único valor agregado.

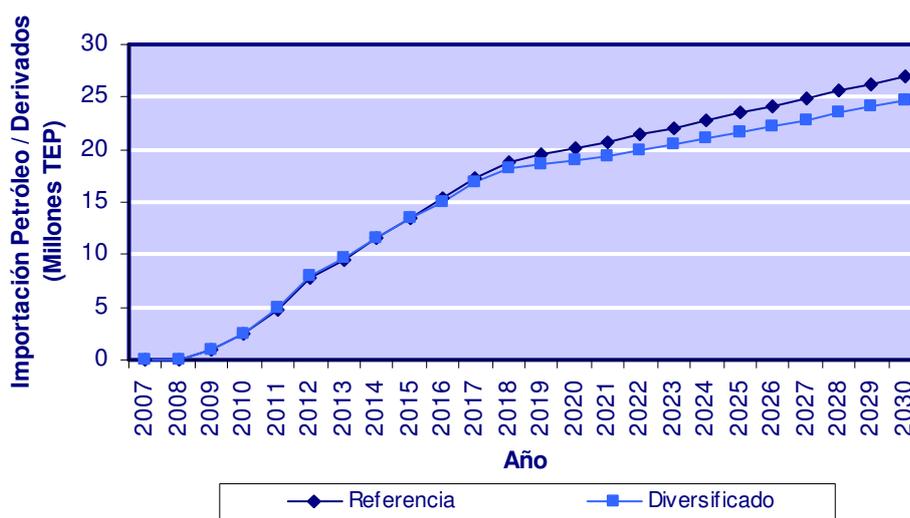


Figura 5.8. Proyección de importación de petróleo, según escenario

El gráfico representa el equivalente en petróleo que se requeriría debido al déficit de producción nacional. En caso de que la capacidad de refinación a futuro sea menor a la necesitada, el gráfico debería interpretarse como la suma del petróleo a importar para procesamiento nacional más el equivalente en petróleo de los derivados a importar⁵¹.

Al igual que para el gas natural, la curva de importaciones crece acusadamente hacia 2030 tanto por el crecimiento de demanda como por la caída de producción. Argentina estaría perdiendo su posición exportadora actual para convertirse en importador neto de petróleo y derivados. Bajo este esquema el país estaría abasteciendo el 50% de la demanda de petróleo a través de importaciones hacia 2017/2018. A diferencia de lo que sucede con el gas, el efecto de la diversificación de la matriz es mucho menor, ahorrando solamente 2,31 MM TEP en 2030 (una reducción del 8,6% respecto del escenario de referencia). Aun más crítico sería el escenario en el cual se decidiera reemplazar el gas por derivados. En la modelización anterior se tuvo en cuenta que el uso de derivados para la generación se mantenía en las proporciones registradas al 2007, pero si éstas crecieran, las curvas de importación alcanzarían valores aun más altos.

⁵¹ Se utiliza el término “equivalente en petróleo” para denominar a la cantidad de petróleo que rendiría (luego de la refinación) el volumen de derivados requerido. En este cálculo están implícitos los valores de rendimiento por derivado de la tabla 4.6 (Sección 4.3.2).

5.2.4. Conclusiones sobre diversificación de generación eléctrica

La conclusión que se puede extraer del análisis de diversificación es que si bien dicha alternativa sería de ayuda para descomprimir la demanda de gas y petróleo, no se puede pensar que únicamente eso servirá para saldar las deficiencias futuras. Como se pudo observar, la contribución de las usinas eléctrica es sólo parcial, y la diversificación de su generación es un proceso costoso con largos tiempos de ejecución y entrada en régimen.

Es claro que la diversificación **deberá** ser una entre otras políticas del planeamiento energético a mediano / largo plazo. En las secciones siguientes se modelizan otras políticas importantes que podrían contribuir a reducir la brecha entre demanda y oferta de los hidrocarburos que se utilizan.

5.3. POLÍTICAS DE RACIONALIZACIÓN DE LA DEMANDA

La decisión de diversificar la generación es esencialmente una política que enfoca el problema energético desde el lado de la oferta. Pero es claro que la oferta responde a la demanda, por lo que reducir la demanda significa reducir los requerimientos de oferta. En este sentido hay dos tipos de caminos posibles: aquel que involucra nivel de actividad de un sector consumidor y aquel que involucra la intensidad de uso energético del mismo⁵².

El problema de utilizar el primer camino es que el nivel de actividad de ciertos sectores es imposible de controlar (Ej.: el crecimiento de cantidad de hogares, ya que depende de la población) o controlarlo repercute negativamente sobre el desarrollo económico del país (Ej.: si las industrias bajan su actividad la economía se enfría). Es por eso que se buscarán objetivos de racionalización de la intensidad energética para los sectores que así puedan hacerlo.

En todos los casos los ahorros son expresados junto al escenario de referencia de modo de poder comparar.

5.3.1. Ahorro de electricidad domiciliaria

Al construir el modelo se observó que la tendencia de intensidad de uso eléctrico por hogar era creciente con una tasa de aproximadamente el 3% anual. Esto tiene que ver con nuevos usos y costumbres asociados a tecnologías y niveles de confort que antes no existían. Los electrodomésticos han hecho que esto creciera para muchas actividades que anteriormente se hacían manualmente.

⁵² Para entender esto se puede hacer una analogía con un auto. Para reducir su consumo se puede recorrer menos km por año, o se puede mejorar la eficiencia del motor.

Se creyó importante estimar mediante el modelo la repercusión que tendrían niveles de crecimiento más bajos en la demanda final residencial y en la capacidad instalada requerida hacia 2030 para cumplir con ella. Ante esto se planteó el escenario de referencia contra otros dos escenarios de crecimiento más leve (del 1% y 2%) registrándose el siguiente gráfico.

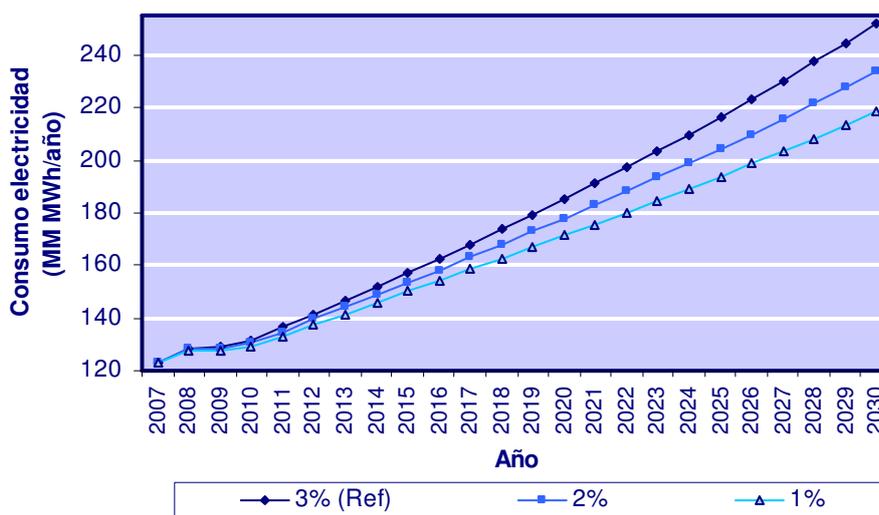


Figura 5.9. Generación eléctrica total según escenario de crecimiento de uso residencial eléctrico

Se encontró que entre el escenario de máxima (3%) y de mínima (1%) existe un ahorro hacia 2030 de 33,7 MM MWh/año (es decir, una reducción del 13%). Lo interesante de esta opción es que no se está exigiendo que el sector consuma menos (aunque eso, por supuesto, ayudaría todavía más) sino únicamente que aumente su consumo anual a una tasa más baja. En concreto esto sería desarrollar una campaña efectiva de concientización acompañada de una reformulación de los precios de la electricidad que reflejen más fielmente el costo de generación. Esto ya fue concebido en el pasado bajo el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) en el cual se diseñó un sistema de incentivos y castigos para los usuarios (tanto residenciales, comerciales e industriales) de Edenor, Edesur y Edelap. En este esquema se ponía como objetivo ahorrar 10% respecto del consumo eléctrico de 2003. La realidad mostró que el PUREE fracasó y no hubo ahorro neto⁵³. A tal punto fue esto así que se creó un superávit de la mayor cobranza de cargos adicionales que del pago de bonificaciones por ahorro. Las razones de dicho fracaso se atribuyeron a que el sistema de incentivos no fue suficiente para afectar el comportamiento de los residenciales (que en general son los que tienen mayor consumo en exceso) y esto tiene que ver con los valores en extremo bajos de la energía residencial que fomentan sobre-uso y derroche.

⁵³ **Fuente:** http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=880570

Una de las grandes ventajas de tener menores tasas de crecimiento de consumo eléctrico residencial sería una menor necesidad de potencia instalada a través del tiempo. La siguiente figura ilustra esto para el año 2030.

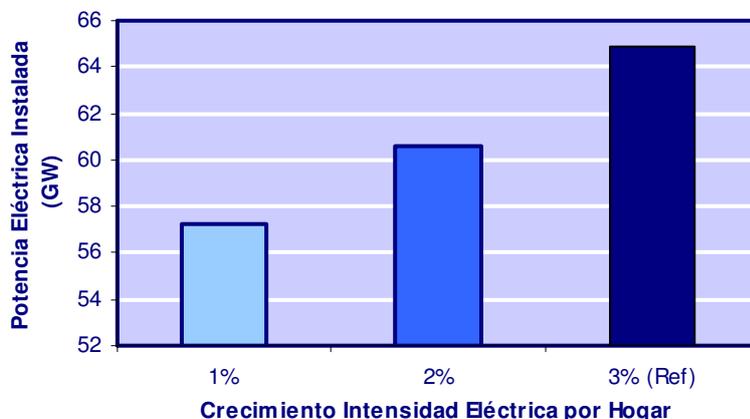


Figura 5.10. Potencia eléctrica instalada requerida según crecimiento de intensidad por hogar

Con sólo disminuir la tasa de crecimiento del 3% al 1% se podría reducir la necesidad de potencia instalada en 2030 en 7,6 GW (equivalente al 25% de la potencia nominal instalada en la actualidad) o en términos porcentuales, un 12% menos que el escenario de referencia. Es interesante ver cómo el desempeño del sector residencial tiene un impacto muy grande en los requerimientos a nivel país. Se hace mucho hincapié en esto dado que el sector industrial o de transporte, por ejemplo, tienen ahorros más restringidos por limitaciones tecnológicas (eficiencia de motores o de procesos) y limitaciones de nivel de actividad (necesidades concretas de traslado de personas y cargas, producción de bienes, etc.).

Otra manera de enfocar el problema de ahorro residencial podría ser fomentando que más gente se vuelvan usuarios menos intensivos de electricidad. Esto es levemente distinto a lo anterior, ya que antes se modelizó un efecto del cambio en el crecimiento mientras que aquí el crecimiento permanece constante, pero se busca que haya más usuarios menos intensivos (consumo menor a 1000 kwh/bim). En el escenario de referencia, 88,5% de los usuarios son no intensivos. Los escenarios alternativos fueron de 90% y 92%.

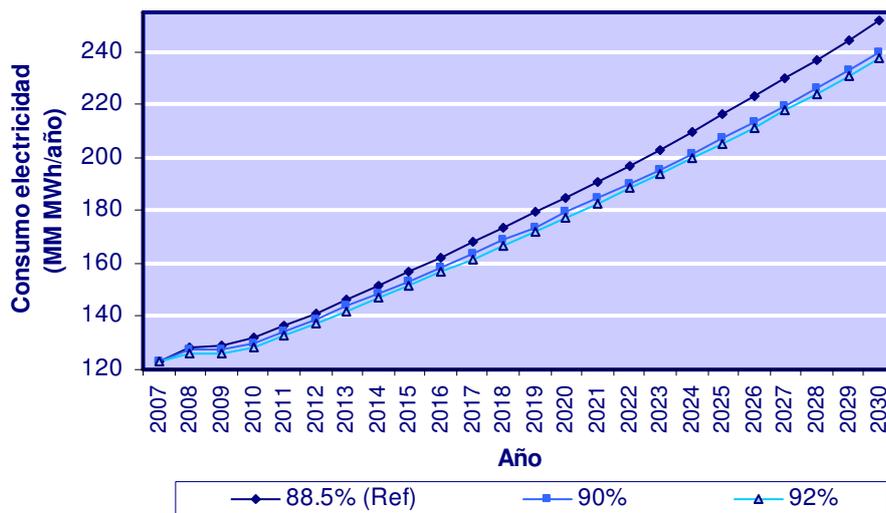


Figura 5.11. Generación eléctrica total según escenario de % de usuarios no intensivos

Como era de esperarse un cambio de esta índole no tendría tanto efecto principalmente porque no son tantos los usuarios intensivos, y por ende el efecto del alto crecimiento de intensidad de consumo tiene mayor efecto sobre las necesidades de generación. Por otro lado, se sabe que el consumo eléctrico de un hogar tiene más que ver con la posibilidad de acceso a otras fuentes energéticas y del tamaño del hogar, más que de su nivel de ingresos. La idea de que hogares “más ricos” consumen más energía no es del todo correcta. Se incluyó esta premisa para refutar de manera cuantitativa los planes que establecen “tarifas sociales” basadas en rangos de consumo bimestral. No sólo el efecto sobre el consumo total es limitado, sino que tampoco se cumple el objetivo social (que aquellos de menores recursos paguen menos por la energía).

5.3.2. Ahorro de gas domiciliario

En la misma línea de pensamiento planteada para la energía eléctrica se puede estudiar el efecto de un potencial ahorro de gas en los sectores residenciales. Como la intensidad de consumo residencial para los distintos combustibles se tomó con una misma tasa de crecimiento (3%) el escenario de referencia tiene el mismo esquema de evolución que para la electricidad. En lugar de plantear escenarios del 1% y 2% se plantearon escenarios todavía más optimistas del 1,5% y 0% de crecimiento⁵⁴. La razón por la que se buscó esto tiene que ver con el objetivo imperativo de quitarle importancia al gas dentro de la matriz energética. La escasez de este recurso dentro del país es suficientemente importante como para que se comience a tener un uso muy prudente del mismo. No basta simplemente con usar lo que se necesita, sino activamente estar

⁵⁴ Estos porcentajes de crecimiento se aplicaron únicamente sobre aquellos usuarios que tienen acceso a la red de gas ya que se asume que los que no tienen acceso están más limitados en su acceso a la energía y por ende será más difícil para ellos racionar su consumo, debiendo compensar con garrafas lo que no le es provisto por red e inclusive por electricidad, si fuera el caso.

atentos a lo que se consume. Por supuesto esta atención al consumo se irá agudizando más a medida que las tarifas se asemejen a los valores que corresponden en función de sus costos.

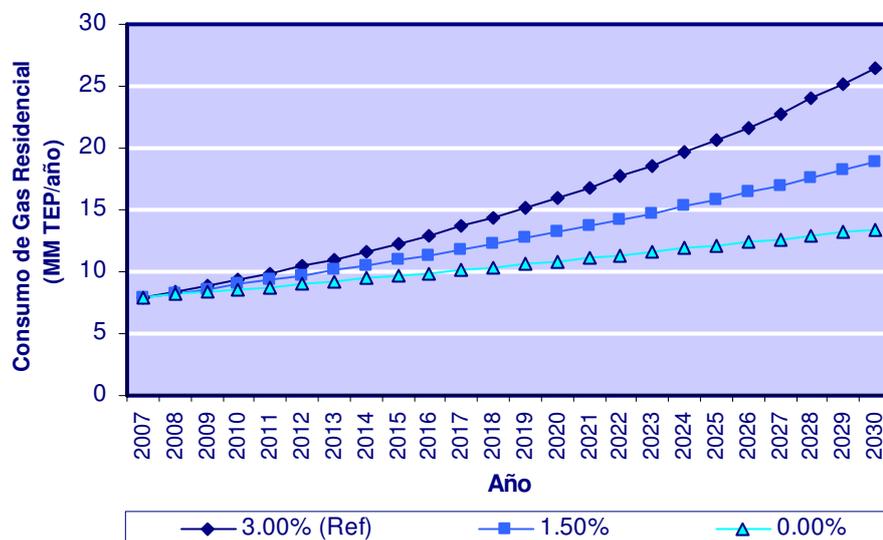


Figura 5.12. Consumo de gas residencial según escenario de crecimiento de intensidad de uso por hogar

Controlar el uso de gas significa tener un consumo de referencia de un año, e intentar conservarlo, que no es menos que pedir una tasa de crecimiento 0% del consumo. Por supuesto hay años más fríos que otros y es bien sabido que el consumo energético por hogar depende en los meses de invierno muy estrechamente de la temperatura ambiente. Esto sólo querría decir pequeñas variabilidades entre años, pero lo que se debe intentar eliminar es el crecimiento sostenido año tras año que es el verdadero factor de criticidad. Para ver cuán importante es esto sólo basta mirar el gráfico: la diferencia entre crecimientos del orden del 3% y consumo constante dan una diferencia en 2030 de 13,43 MM TEP, es decir una reducción del 50% del consumo respecto al escenario de referencia.

Si se lograra este objetivo de 0% de crecimiento las importaciones en 2030 podrían reducirse en 53 MMm³/día, un equivalente al 40% del consumo total en 2009. Cabe mencionarse que son importaciones que se ahorrarían de los bolsillos de los propios consumidores residenciales que verían sus tarifas menos afectadas por gas importado a precios considerablemente más caros que los nacionales.

5.4. BIOCOMBUSTIBLES

Los biocombustibles son combustibles derivados de la biomasa. La biomasa son organismos vivos o sus residuos metabólicos. Como se ve, el término es amplio y abarca un conjunto grande que puede separarse en distintas categorías:

Produccion, Oferta	Tipo de Biocombustible	Usos, ejemplos de biocombustibles
Dendrocombustibles Directos	DENDROCOMBUSTIBLES	Sólidos: leña, rollizos, chips, aserrín, carbón vegetal
Dendrocombustibles Indirectos		Líquidos: licor negro, etanol.
Dendrocombust. Recuperados		Gaseosos: gas de pirólisis
Cultivos Energéticos	AGROCOMBUSTIBLES	Sólidos: paja, tallos, cáscaras, bagazo
Subproductos Animales		Líquidos: etanol, biodiesel
Subproductos de la Agro-industria		Gaseosos: gas de pirólisis
CENTROS URBANOS	SUBPRODUCTOS MUNICIPALES	Sólidos: residuos sólidos urbanos
		Líquidos: efluentes cloacales, bioaceite de pirólisis
		Gaseosos: biogas, gas de pirólisis

Figura 5.13. Fuentes de abastecimiento y tipos de biocombustibles

Fuente: FAO

Hay mucha de esta biomasa que surge como sub-producto de la generación de otros bienes. Por ejemplo, el bagazo puede quemarse en calderas luego de que se ha separado convenientemente la fracción útil para la producción de azúcar y/o papel. Esto quiere decir que las mismas industrias que lo generan, lo utilizan, obteniendo una ventaja doble: menores desperdicios (mayor rendimiento de los insumos) y menores requerimientos de otros energéticos.

Sin duda los desarrollos más importantes se presentan en el ámbito de los agrocombustibles, específicamente el biodiesel y el bioetanol.

Brasil ha sido pionero en el desarrollo del etanol como combustible, alcanzando un corte en las naftas del 25% [Fernández Bussy, 2008]. Es en la actualidad el mayor productor de este producto en el mundo, seguido por Estados Unidos. A su vez ha desarrollado un parque automotor que permite en gran medida el uso tanto de nafta como de etanol, o una mezcla de ambos (el 80% de los vehículos que se fabrican vienen preparados con el sistema “flex-fuel” y 30% del parque automotor funciona a etanol).

En Argentina, la Ley de Biocombustibles (Ley 26.093) establece que para enero de 2010, todas las naftas deberán ser mezcladas con un 5% de bioetanol, y todo el gasoil con un 5% de biodiesel. La realidad muestra que este objetivo difícilmente sea logrado ya que en el caso del etanol la capacidad de procesamiento no alcanzará para llegar a la fecha preestablecida [García Bartelt, 2009], y en el caso del biodiesel, no hay empresas que fabriquen este combustible para consumo interno (y cada empresa sólo puede participar en el sector interno o externo, pero no ambos) [St. James, 2009]. Sin embargo las perspectivas de estos dos productos son bastante favorables. Respecto al

biodiesel, por ejemplo, Argentina se encuentra entre los 5 productores más grandes del mundo, y es el 3° exportador más importante. En 2008 la producción (destinada a exportación completamente) fue de 1,07 MM Ton, aunque la capacidad instalada actual es de 1,6 MM Ton/año.

Según un estudio reciente, el futuro del biodiesel probablemente será más atractivo que el del bioetanol [Pugnaroni, 2008]. En parte esto se da porque los incentivos de exportación (diferencia entre retenciones a la soja y al biodiesel) son suficientes como para fomentar su venta al exterior. Adicionalmente, la inversión en infraestructura requerida para su producción es aproximadamente 2 veces menor que para el etanol. Lo importante a destacar es que se tiene que comenzar a enfocar el biodiesel para la venta interna. Al día de hoy, Estados Unidos y Europa son los principales mercados de este producto nacional, pero con la escasez incipiente de gasoil y el consiguiente crecimiento de las importaciones, resulta esencial pensar en medidas para retener parte del biocombustible que se fabrica.

Algunos de los mitos (o exageraciones) que rodean al uso de biocombustibles es que quitan alimento que podría ser provisto a la población. Esto puede ser cierto para Estados Unidos, por ejemplo, que produce su biodiesel en base a maíz fundamentalmente, pero Argentina utiliza el aceite de soja. Sólo un 12-14% de la soja se “pierde” como aceite, el resto puede ser procesado para fabricar alimentos como la harina de soja. Adicionalmente, el dilema de “comida vs. energía” se da en lo que se denominan biocombustibles de primera generación. Estos son los que se producen de biomasa comestible. Argentina en la actualidad produce de este tipo, con la salvedad que ya se hizo respecto del porcentaje de utilización. Pero existe la posibilidad de desarrollar lo que se considera la segunda y tercera generación. La segunda generación se produce con biomasa no comestible, como oleaginosas no tradicionales (jatropha, camelina, salicornia, etc.) o con nuevas variedades de algas marinas. La tercera generación tampoco usa comestibles, pero todavía posee tecnologías que no han llegado a ser comercialmente viables [St. James, 2009]. Si bien Argentina no ha desarrollado la segunda y tercera generación, será sin duda uno de los grandes desafíos que le espera al país para combatir la crisis energética a largo plazo.

Es claro que el desarrollo, y sobre todo el fomento del uso interno, de biocombustibles no debe ser despreciado, es por eso que se decidió ver el impacto de una política activa de biocombustibles sobre el sistema energético. Los principales beneficios (en términos de abastecimiento) se verían en las importaciones disminuidas de petróleo y derivados. Se intentó apegarse a la Ley de Biocombustibles, comenzando en 2010 con un 5% de bioetanol en las naftas utilizadas, y un 5% de biodiesel en el gasoil. En el caso de referencia se plantea que tanto la nafta como el gasoil son puros (no están cortados en ningún año con biocombustibles). En los otros dos escenarios se plantea un crecimiento

gradual desde el 5% en 2010 hasta el 10% en 2030 o el 20% en el mismo año. Ambos objetivos serían alcanzables en ese largo período de tiempo.

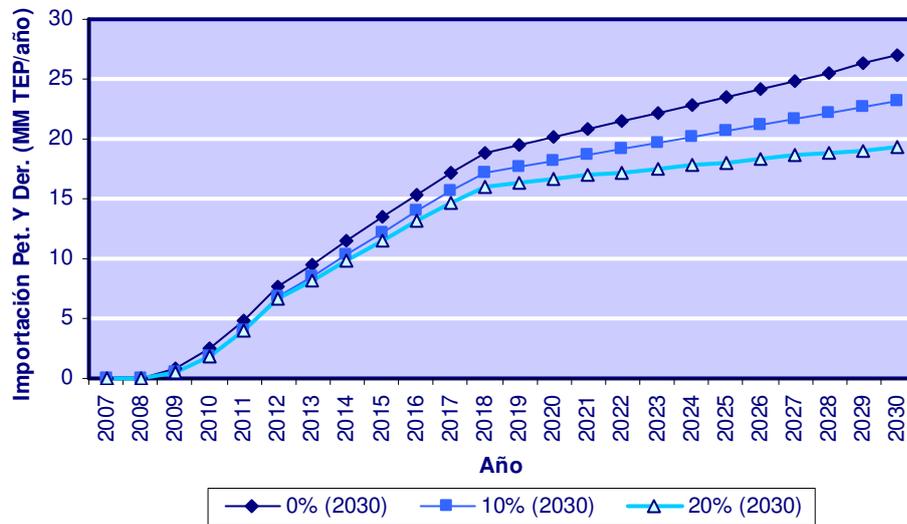


Figura 5.14. Proyección de importación de petróleo y derivados, según escenario de crecimiento de biocombustibles

Los ahorros potenciales de usar biocombustibles (específicamente bioetanol y biodiesel) son sustanciales. En el caso menos optimista (10% hacia 2030) se ahorran casi 4 MM TEP por año y en el más optimista tanto como 7.7 MM TEP. Aquí se encuentra una de las alternativas claves que tiene el país para atacar el problema de desabastecimiento. Los dos sectores principales de consumo de gasoil son el transporte y el agro. Más allá de la mejora en eficiencia de sus procesos, resulta muy difícil aplicar una política de reducción de consumo de gasoil. Los biocombustibles son esenciales para cubrir esta brecha. Y aquí ni siquiera se consideró la posibilidad de autos que funcionen exclusivamente con etanol, lo que traería ahorros todavía más importantes.

Los biocombustibles no son la solución última como algunos investigadores quieren plantear, y menos aun cuando todavía no se han aprovechado los de segunda y tercera generación. Lo que es claro es que serán un complemento fundamental para saldar los baches que se vayan presentando a medida que se busque una generación energética renovable.

5.5. AUTOABASTECIMIENTO

Las casas “ecológicas” han sido tema de conversación desde hace mucho tiempo, siendo siempre más parte del imaginario colectivo que de las realidades que se viven en los países (sobre todo en vías de desarrollo). Sin embargo, existen y son una alternativa inteligente para mitigar muchos problemas de manera simultánea. Aprovechar la

energía del viento o del sol no sólo implica una reducción en la polución asociada al consumo, sino también una disminución en el costo de la electricidad y gas consumido. También permite que zonas a las cuales no llegan redes eléctricas o de gas, puedan contar con estos servicios de manera independiente.

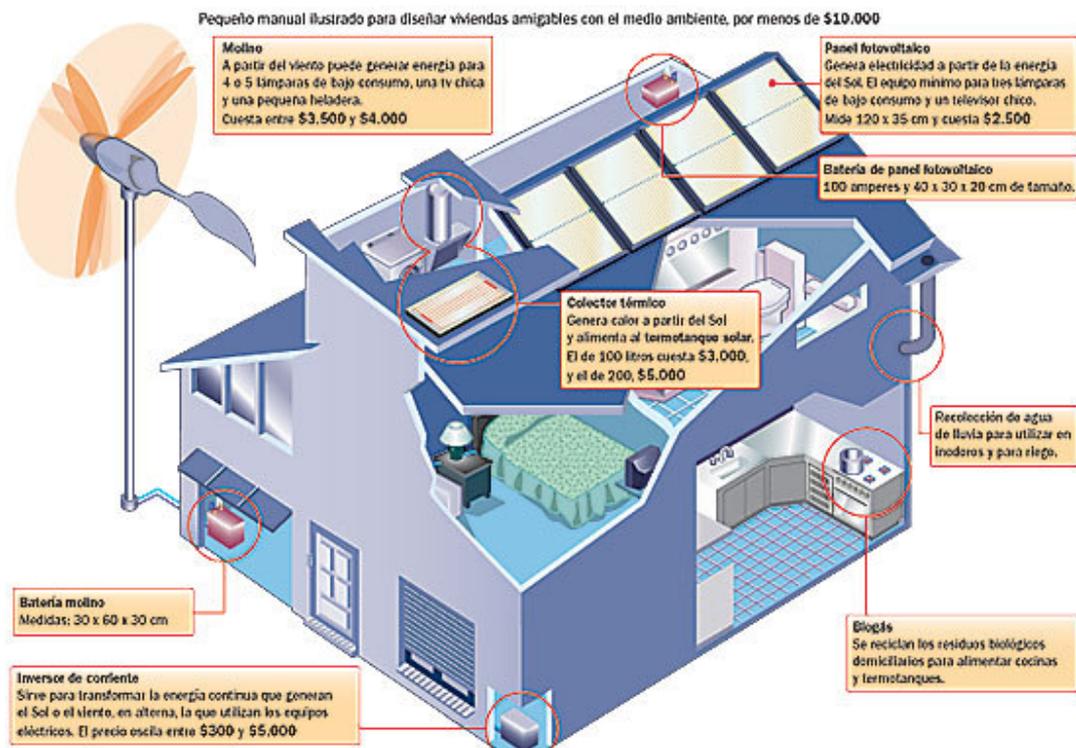


Figura 5.15. Esquema de un hogar autoabastecido energéticamente
Fuente: Diario Perfil

Aun sin llegar al extremo de instalar un molino en la casa, hay muchas medidas que se pueden tomar en el diseño de una casa para reducir el consumo energético. El uso de aislamiento térmico, y de una correcta diagramación que permita el aprovechamiento del calor solar directo, y de las ráfagas de aire para ventilación, puede significar grandes ahorros [De Ambrosio, 2007].

Por supuesto que también existen muchas limitaciones a una casa autoabastecida. La inversión inicial puede ser prohibitiva para la mayoría. Adicionalmente, la posición de otras construcciones puede bloquear el viento o la radiación solar, imposibilitando el buen funcionamiento del sistema. Tampoco se puede pensar en grandes consumos, ya que no suelen poder producirse con las tecnologías disponibles.

Todo esto hace que el aporte de este tipo de proyectos, aunque pequeño, pueda llevar a una menor demanda desde generadores de servicio público, y sobre todo que cree una conciencia sobre la necesidad de buscar modelos más sustentables de desarrollo.

Para la simulación se eligieron 3 escenarios planteados como objetivos de autoabastecimiento residencial. En el primero se imaginó un incremento gradual que alcance el 10% de hogares para 2030. Los otros dos fueron similares pero con el 20% y el 30%. Estos porcentajes son muy altos pero se consideran como los resultados más optimistas de una política agresiva de fomento de autogeneración. Decir que un 30% de los hogares en 2030 serían autoabastecidos quiere decir que 4,2 millones de hogares estarían produciendo su propia potencia, lo que parece poco realista en principio.

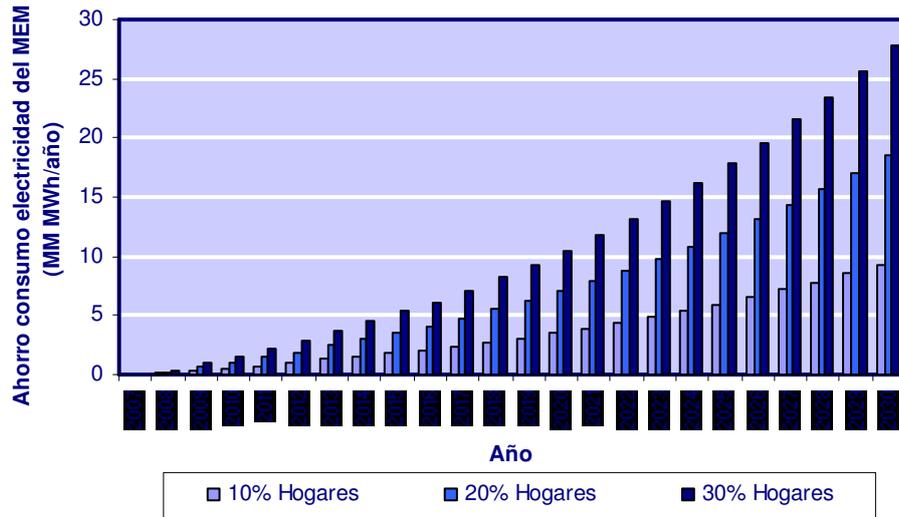


Figura 5.16. Proyección de ahorro de electricidad, según escenario de autoabastecimiento residencial

Aun con el mayor optimismo de pensar que un 30% es alcanzable, la demanda del MEM sólo decrece en un 11%. Debe recordarse que las industrias consumen gran cantidad de potencia y no están siendo tenidas en cuenta en este análisis. De todos modos el autoabastecimiento es un mecanismo válido de reducción de la demanda a la red, pero se incluye aquí por otra razón quizás más importante. Como se hablará en el siguiente capítulo (*ver sección 6.6*), el futuro de las redes energéticas será el flujo multidireccional de potencia. Esto quiere decir que cualquier mecanismo capaz de aportar potencia a la red también podrá abastecer a cualquier otro que desee consumirla. Es aquí en donde el autoabastecimiento gana importancia: casas capaces de generar energía son potenciales “mini-generadoras” no sólo para su propio consumo, sino para el consumo de todo el sistema. En Estados Unidos ya existe gente que comercializa la electricidad proveniente de los paneles solares de su hogar.

Si realmente se quiere pensar en un largo plazo basado en las nuevas tendencias mundiales, no se puede dejar de lado la posibilidad de autogeneración residencial.

5.6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Hasta aquí la mayoría de cambios propuestos tienen que ver con políticas activas que pueden ser adoptadas (con mayor o menor dificultad) para saldar algunos de los problemas energéticos que se avecinan. Pero como se dijo oportunamente en la sección 4.2.1, el modelo utilizado para simular y planificar la matriz tiene algunas hipótesis “fuertes” al asumir por ejemplo una caída en la producción de petróleo y gas, o al tomar un crecimiento del 3% en el PBI. Si bien estos supuestos fueron los que se consideraron como el escenario más probable en función de las distintas fuentes citadas en el trabajo, la realidad indica que éstas podrían evolucionar de una manera distinta, impactando entonces en el futuro energético del país. Una manera interesante de acotar este problema es plantear un análisis de sensibilidad del modelo en base a 2 variables que se consideran exógenas al modelo (es decir, que no se calculan como consecuencia de otras variables ingresadas).

Las dos variables elegidas para el análisis de sensibilidad fueron el PBI y la producción de gas y petróleo. La primera se eligió dado que, como fue modelizado, el PBI está relacionado con algunas variables de la demanda, de manera tal que si crece el PBI crece el consumo energético. Esto es especialmente verdadero para el sector industrial en el cual mayor actividad económica significa más producción y más requerimiento de insumos (entre ellos la energía). La segunda variable, producción de petróleo y gas, se eligió porque es la principal determinante de las posibilidades de autoabastecimiento energético. El futuro energético será sustancialmente distinto en función del perfil de la evolución de producción de estos dos hidrocarburos. Es en base a ellos que quedará definido el volumen de importaciones de combustibles, y por ende el correspondiente efecto sobre la balanza comercial.

El análisis de sensibilidad fue hecho de una manera general planteando 9 posibles escenarios en los que se varió el PBI y la producción de petróleo y gas. Estos 9 escenarios corresponden al cruce de 3 alternativas de crecimiento de PBI: bajo (1% anual), medio (aprox. 3% anual) y alto (5% anual), con 3 alternativas de crecimiento de producción de gas y petróleo⁵⁵: caída (según perfil del escenario de referencia), constancia (0% anual de crecimiento respecto a 2009) y crecimiento (1% anual).

El objetivo del análisis fue ver cuán robustas son las políticas de diversificación y racionalización de la demanda ante cambios de las dos variables citadas. Por eso se trabajó sobre un escenario con matriz eléctrica diversificada (tal y como se la planteó en

⁵⁵ Los escenarios para la producción de gas y petróleo se toman de manera tal que cuando se habla de producción constante, decreciente o creciente, se refiere tanto al gas como al petróleo. Separar estas dos variables para plantear qué pasaría si a su vez cae el gas y no el petróleo, y viceversa, crearía 27 escenarios en total, número para el cual resulta extremadamente difícil interpretar los resultados, perdiéndose utilidad de los mismos.

la sección 5.2), un crecimiento del 1% en la intensidad eléctrica residencial y un 0% de crecimiento en la intensidad de uso de gas natural residencial. Además se consideró una incidencia de los biocombustibles (tanto biodiesel como bioetanol) con crecimiento desde el 5% en 2010 (en la composición de todo el gasoil y nafta utilizado a nivel país) hasta el 20% en 2030, y un crecimiento del autoabastecimiento residencial paulatino que llega al 20% de los hogares para 2030. Todo esto determinó una visión bastante optimista en términos de políticas gubernamentales. Esto quiere decir que los resultados expuestos en este análisis son los que podrían caracterizar a nuestra matriz en caso de que se encauzaran algunas de las variables fundamentales en el buen camino.

Los resultados se representan en la forma de una matriz de 3 X 3 cuyas celdas contienen 6 datos relativos al año 2030 que se consideraron importantes para caracterizar la matriz energética. Estos son (en orden): los requerimientos de potencia nominal instalada eléctrica (2030), los requerimientos de generación eléctrica (2030), las importaciones de gas (2030), las importaciones de petróleo y derivados (2030), el año en que se alcanza una matriz con 50% de dependencia de gas importado, y el año en que se alcanza una matriz con 50% de dependencia de petróleo y derivados importados. Estas últimas dos variables miden cuán “rápido” nos movemos hacia una pérdida de autoabastecimiento (considerando que 50% es el umbral entre aportar mayoritariamente el gas / petróleo por producción nacional y tener que importarlo).

La matriz se puede leer de dos maneras: comparando los 9 escenarios de a pares para observar cómo afectan las 2 variables de sensibilidad en las 6 variables característica, o se puede ver la evolución de un escenario en particular comparando con las variables características de 2007 que por ser el año base son iguales para todos los escenarios.

Req. Potencia	29.08 GW
Gen. Eléct*	122.7 MM MWh
Impo Gas	5.33 MM m ³ /día
Impo Petróleo y Der.	2 MM TEP

*Incluye Importación

Tabla 5.2. Variables características de la matriz energética (2007)

Producción de Petróleo y Gas

		DECRECIENTE		CONSTANTE		CRECIENTE	
Crecimiento PBI	ALTO 5%	Req. Potencia	90.08 GW	Req. Potencia	90.08 GW	Req. Potencia	90.08 GW
		Gen. Eléct	364.59 MM MWh	Gen. Eléct	364.59 MM MWh	Gen. Eléct	364.59 MM MWh
		Impo Gas	300 MM m ³ /día	Impo Gas	253.44 MM m ³ /día	Impo Gas	217.59 MM m ³ /día
		Impo Petróleo y Der.	22.16 MM TEP	Impo Petróleo y Der.	6.9 MM TEP	Impo Petróleo y Der.	0 MM TEP
		Año (50% Impo Gas)	2017	Año (50% Impo Gas)	2023	Año (50% Impo Gas)	2027
		Año (50% Impo Petróleo)	2022	Año (50% Impo Petróleo)	>2030	Año (50% Impo Petróleo)	>2030
	MEDIO 3%	Req. Potencia	63.08 GW	Req. Potencia	63.08 GW	Req. Potencia	63.08 GW
		Gen. Eléct	212.77 MM MWh	Gen. Eléct	212.77 MM MWh	Gen. Eléct	212.77 MM MWh
		Impo Gas	118.3 MM m ³ /día	Impo Gas	71.63 MM m ³ /día	Impo Gas	35.78 MM m ³ /día
Impo Petróleo y Der.		15.8 MM TEP	Impo Petróleo y Der.	0.52 MM TEP	Impo Petróleo y Der.	0 MM TEP	
Año (50% Impo Gas)		2024	Año (50% Impo Gas)	>2030	Año (50% Impo Gas)	>2030	
Año (50% Impo Petróleo)		>2030	Año (50% Impo Petróleo)	>2030	Año (50% Impo Petróleo)	>2030	
BAJO 1%	Req. Potencia	60.58 GW	Req. Potencia	60.58 GW	Req. Potencia	60.58 GW	
	Gen. Eléct	163.64 MM MWh	Gen. Eléct	163.64 MM MWh	Gen. Eléct	163.64 MM MWh	
	Impo Gas	69.75 MM m ³ /día	Impo Gas	23.07 MM m ³ /día	Impo Gas	0 MM m ³ /día	
	Impo Petróleo y Der.	14.41 MM TEP	Impo Petróleo y Der.	0 MM TEP	Impo Petróleo y Der.	0 MM TEP	
	Año (50% Impo Gas)	>2030	Año (50% Impo Gas)	>2030	Año (50% Impo Gas)	>2030	
	Año (50% Impo Petróleo)	>2030	Año (50% Impo Petróleo)	>2030	Año (50% Impo Petróleo)	>2030	

Tabla 5.3. Las 6 variables características de la matriz energética (2030), según escenario de sensibilidad

El objetivo de este trabajo no es hacer futurología, sino simplemente estudiar a grandes rasgos qué escenarios son sustentables en términos de política energética nacional. Con eso en mente pueden mencionarse los siguientes 5 puntos:

1- La energía restringiría un crecimiento alto de la economía, interfiriendo en su desarrollo

Si el país creciera a una tasa porcentual promedio de 5% anual (que se considera un valor alto en base a las proyecciones de distintos organismos nacionales e internacionales) se puede afirmar con alto grado de seguridad que la situación energética sería insostenible. En otras palabras, la provisión de energía sería una restricción técnica al desarrollo económico del país. Los valores de potencia nominal instalada al 2030 triplican los valores de 2007 con las consiguientes inversiones a través de esos 23 años. La generación eléctrica requerida también se triplica, requiriendo una cantidad de infraestructura en redes y otras tecnologías que impactaría severamente en la economía.

Pero no sólo se sufriría un problema de infraestructura sino también uno de abastecimiento técnico y económico de energía. La idea de importar 300 MM m³/día de gas está completamente desproporcionada respecto de las perspectivas reales que tiene el país de importar para cubrir su déficit. Para poner esto en términos comparativos, una importación de esa índole sería equivalente a 2,2 veces la producción nacional de gas en 2008. Con contratos con Bolivia que cada vez parecen menos optimistas y precios de GNL que pueden ser hasta 7 u 8 veces más caros que el gas producido dentro del país, no se cometería un gran error al afirmar que los requisitos energéticos estarían fuera de nuestras posibilidades, y aun lo poco que pudiera cumplirse de las importaciones vendría al alto costo de una balanza comercial cada vez más negativa y energía progresivamente más cara.

2- A menos que el crecimiento económico del país sea bajo, Argentina se dirige a una situación de importación segura de altos volúmenes de gas y petróleo.

Esta es una de las observaciones interesantes que surgen de la matriz de sensibilidad. Se puede ver que únicamente el escenario de bajo crecimiento del PBI y crecimiento en la producción de gas y petróleo se ve exento de importaciones de hidrocarburos (excepto en caso de producción decreciente). Lo que esto significa, en última instancia, es que no sólo tiene que haber un bajo crecimiento de la demanda, sino también un crecimiento de la oferta para que las importaciones no empiecen a ser un problema importante para nuestra matriz energética. Aunque resulte difícil, un país puede fomentar la mayor atraktividad de la exploración y explotación de gas y petróleo, pero lo complicado de concebir es el hecho de que se dependa de un bajo crecimiento económico para no entrar en problemas energéticos.

3- En el caso más pesimista se estaría dependiendo en un 50% de hidrocarburos importados hacia fines de la siguiente década.

El escenario más pesimista sería asumir que el país va a crecer económicamente a un ritmo alto (incrementando su demanda de energía en el proceso) pero sin un crecimiento correlativo de su producción de energéticos primarios (petróleo y gas). En este esquema la brecha se ensancha a medida que pasa el tiempo generando valores cada vez más altos de importación. El nivel de dependencia de un país de sus importaciones de energía es un problema estratégico ya que movimientos de precios mundiales de los combustibles afectan mucho más a su economía. Pero también se corren riesgos geopolíticos; basta recordar los conflictos bélicos de Estados Unidos en el Medio Oriente.

En la matriz de sensibilidad se registró el año en que se dependería en un 50% de gas y petróleo importado porque representa un punto de inflexión a partir del cual se podría considerar que se depende más de los combustibles importados que los de producción local. Distintos países tienen una dependencia variada de las importaciones dentro de su matriz. El mayor importador de petróleo es Estados Unidos que en 2008 registró 13,2 millones de barriles por día [Workman, 2008]. Este valor representa 63% de su consumo interno. Otros países como India dependen de una manera todavía más intensiva de las importaciones, llegando a un 86%. Francia alcanza 94,5% e incluso países como Alemania superan a su consumo externo con porcentajes del orden del 113%. Esto quiere decir que un alto nivel de importación no es un condicionante del nivel de desarrollo de un país, pero debe recalarse que estos altos niveles de importación tendrían que venir asociados a una política energética clara y transparente. Es distinto el desarrollo de países que siempre han dependido fuertemente de las importaciones de combustibles, que el de otros, como Argentina, en los que la producción nacional ha contribuido fuertemente a abastecer la demanda. Mucho más dinero estaría siendo dedicado a estas compras de crudo y gas, debiendo repensar el modelo de país para no tener una balanza comercial insostenible.

El análisis de sensibilidad muestra que sólo en el caso más desfavorable (en términos energéticos) se llegaría a una dependencia mayoritaria de combustibles extranjeros antes de 2020. Fuera de esta situación el país todavía tendrá un cierto grado de soltura y tiempo para reajustar su modelo si es que la preponderancia de las importaciones se vuelve verdaderamente inminente.

4- Si se desea tener un valor lógico de importación de hidrocarburos se tiene que fomentar al máximo posible el crecimiento de la producción local de los mismos.

Esta premisa resulta evidente y es lo que muchos expertos en el tema han recalado últimamente. Con sólo procurar mantener constante la producción de gas y petróleo se

puede ahorrar en 2030 un volumen de 47 MMm³/día del primero y 15 MM TEP de petróleo para el segundo (bajo condiciones económicas medias). Si adicionalmente se lograra incrementar la producción 1% año tras año se podrían anular por completo las compras de petróleo al exterior y llevar a una cifra accesible (36 MMm³/día) las importaciones de gas de 2030. Para anular las importaciones de gas natural hacia el mismo año, la tasa de crecimiento de su producción debería ser de aproximadamente 4,7% (según lo demuestra el modelo)⁵⁶.

Las actividades que lograrían esto son la explotación eficiente de los yacimientos existentes y la exploración de nuevas fuentes que permitan expandir las reservas. Como lo informan los 8 ex – secretarios de energía en su informe: “Propuesta de una Política de Estado para el Sector Energético Argentino”, los perforación de pozos exploratorios se ha reducido de unos 103 en 1988 a 75 en 1998, y recientemente a 54 en 2008. Sólo si esta tendencia se revierte es que se podrán evitar los grandes volúmenes de importaciones.

5- El abastecimiento de petróleo tenderá a ser progresivamente más crítico

En la historia reciente argentina, las importaciones de petróleo se han mantenido bastante acotadas gracias a los volúmenes de producción nacional. A mediados de los 70's se registran los valores más altos de los últimos 40 años, alcanzando los 3 MM TEP anuales. Sin embargo con el tiempo esa tendencia fue revirtiéndose y Argentina pasó a ser un país exportador de petróleo. El último balance publicado por la SE (2007) muestra importaciones por 0,04 MM TEP y exportaciones por casi 3 MM TEP.

La realidad de las reservas de petróleo es muy similar a la de las reservas de gas (inclusive en muchos casos las ecuaciones económicas están vinculadas dado que yacimientos petrolíferos pueden tener gas explotable). La diferencia es que, mientras que las proyecciones hechas para la producción de gas muestran una perspectiva de declive con baja pendiente, las de petróleo parecen mostrar una caída más acusada. En un estudio desarrollado por el Área Energía del Foro Estratégico para el Desarrollo Nacional (FEDN) se utilizan estimaciones de una caída de producción de gas del 22% en 20 años, y del 56% de petróleo en el mismo tiempo. El mismo estudio proyecta importaciones de petróleo del orden de los 30 MM TEP anuales para 2025. El petróleo, entonces, podría sufrir variaciones en sus importaciones mayores en términos porcentuales.

⁵⁶ Es interesante ver que la producción histórica respaldaría en principio la posibilidad de crecimientos de este orden. Si se toman los valores entre 1994 y 2004, el crecimiento promedio fue de 6,4%, mayor al que se plantea aquí (4,7%). De todos modos debe considerarse que la situación era distinta ya que durante los 90' se vivió la privatización y se tuvieron mayores reservas que las que se tienen hoy en día.

Combinado a esto puede surgir otro efecto que ya se comentó que puede agravar más todavía la situación para el petróleo. Una mala política energética en lugar de fomentar el uso de más fuentes renovables podría llevar a recaer nuevamente en el petróleo y sus derivados como forma de descomprimir la demanda de gas. A medida que el gas se vuelva más caro para los consumidores, el efecto sustitución hará que la demanda se recline sobre los hidrocarburos líquidos. Esto puede suceder para los vehículos que admiten tanto GNC como nafta, y que vean la nafta como la alternativa menos costosa. Las usinas eléctricas también podrían (como ya lo han hecho progresivamente en los últimos años) reemplazar el gas por fuel-oil o gasoil. No sólo la presión sobre el abastecimiento del gas aumentaría, sino también los desperfectos técnicos. El uso de combustibles líquidos ha mostrado ser más problemático, provocando mayor cantidad de salidas de servicio no programadas de las distintas turbinas. Esto se da por una serie de causas: aumentos de residuos carbonosos en los quemadores de la cámara de combustión, pérdida de recubrimiento protector de los alabes, corrosión en algunos circuitos de gasoil, etc. [Sajaroff, 2008].

Todo esto hace que el problema de los derivados del petróleo no sea únicamente un problema de abastecimiento, sino también uno de confiabilidad y durabilidad de los activos fijos de generación eléctrica.

5.7. OTRAS CONSIDERACIONES

En el debate por un futuro energético sustentable para Argentina existen muchos otros puntos importantes además de los mencionados. Estos no fueron modelizados con LEAP porque de cierta manera escapaban a los objetivos principales del trabajo, pero se creyó importante dedicarles un breve comentario que acaso sirva como disparador de nuevos estudios que expandan el modelo presentado para incluir estos factores. No se busca dar explicaciones extensas sobre estos temas porque existe abundante literatura al respecto y no se estaría aportando ninguna nueva perspectiva al hacerlo.

5.7.1. Contaminación ambiental

Uno de los problemas que explícitamente se dejó fuera del presente trabajo fue el de la contaminación ambiental. En el pasado, cuando no existía la conciencia medioambiental, cualquier actividad se desarrollaba con su ecuación económica operativa característica. Los efectos de la operación sobre los distintos ecosistemas no eran muy tenidos en cuenta, mientras se tuviera un mínimo de cuidado. Hoy en día se sabe que los efectos de los residuos y efluentes de las fábricas son nocivos para los recursos del planeta y dichos recursos son finitos. Paulatinamente el mundo ha ido internalizando las externalidades, es decir, adjudicándole un costo económico a los

impactos sobre el medioambiente. Esto no sólo tiende a reducir las consecuencias negativas, sino que distorsiona la ecuación económica a favor de procesos más limpios.

Con el Protocolo de Kyoto, la importancia de la reducción de los gases de efecto invernadero (GEIs) se llevó a un primer plano. El objetivo del acuerdo internacional es que se reduzcan en un 5% globalmente las emisiones de los seis GEIs más importantes hacia 2012, tomando como referencia las emisiones de 1990. Esto no quiere decir que todos los países suscriptos tengan que reducir en un 5%, sino que cada país tiene su propio porcentaje asignado, pero en suma se debería llegar al 5% pactado.

Para Argentina dicho protocolo es importante ya que fue uno de los países que ratificó el acuerdo, aun cuando no estaba obligada a cumplir con las metas cuantitativas. Argentina participa únicamente en el artículo 12, conocido como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) mediante el cual los países en desarrollo reciben inversiones de los países industrializados y tecnología limpia [Perossa, 2006]. A cambio los países desarrolladores de estos proyectos reciben “bonos de carbono” que certifican que han disminuido las emisiones. El principio rector detrás de este tipo de mecanismos es que el planeta es uno solo, y que es indistinto dónde se produzcan las reducciones de polución, mientras globalmente esto suceda. La gran diferencia para los países industrializados, es que desarrollar MDL dentro de sus fronteras es sustancialmente más costoso que realizarlo en países menos desarrollados. Es justamente esta diferencia de costos la que genera el mercado del carbono [Montamat, 2005].

Argentina puede aprovechar esto recibiendo financiamiento de países industrializados, al mismo tiempo que se fomenta el uso de tecnologías más amigables para el ambiente y proyectos menos dependientes de combustibles fósiles. Pero para el país, la conciencia ambiental es también cada vez más un requisito para poder estar abierto a mercados externos. Por ejemplo, la Unión Europea exige a partir de finales de 2008 que los biocombustibles utilizados dentro de la UE produzcan una disminución de cómo mínimo 35% de los GEIs. Estos porcentajes aumentarán, alcanzando el 50% en 2017 y el 60% en años subsiguientes [St. James, 2009]. Quiere decir que los *benchmarks* para exportar son cada vez más exigentes en materias de contaminación, por lo cual sería beneficioso un cambio de paradigma en Argentina hacia energías más limpias.

Parte de las consideraciones de energías limpias ya estuvo implícitamente considerada en la diversificación de la matriz eléctrica en la cual se buscó incorporar fuentes como la energía eólica, solar, geotérmica e inclusive la nuclear, que disminuyen sustancialmente los efectos sobre la atmósfera. Lo importante es darse cuenta que de la misma manera que la crisis energética plantea una necesidad de reestructurar el equilibrio entre fuentes renovables y no renovables, también plantea una buena oportunidad para articular una política ambiental que la acompañe. De nada servirá buscar soluciones al abastecimiento energético que a la larga lleven al país a

incrementar sus emisiones porque ciertamente la conciencia sobre las externalidades se volverá progresivamente más limitante en términos económicos directos e indirectos, por encima del gran daño que se produce a nuestro planeta.

En este sentido queda abierta la posibilidad para nuevos estudios sobre un modelo ampliado que involucre los efectos ambientales. LEAP tiene la ventaja de que permite asociar emisiones gaseosas a los diferentes combustibles y tecnologías. Inclusive posee bases de datos extensivas que referencian estos valores. El modelo desarrollado para el presente trabajo podría complementarse en posteriores estudios con escenarios que buscaran analizar los efectos de las externalidades sobre el futuro energético del país.

5.7.2. Nuevas tecnologías

A continuación se da una breve reseña de tecnologías de avanzada que formarán parte de las políticas energéticas mundiales del futuro.

a) Tecnologías de almacenamiento

No se puede pensar en fuentes de energía alternativa sin tratar el problema del almacenamiento de las mismas. La energía eólica depende de la velocidad del viento, la solar de cuán despejado esté el cielo, la mareomotriz del estado de las olas. La demanda, en cambio, tiene patrones distintos de uso tanto dentro del día, como entre estaciones. Para poder verdaderamente aprovechar fuentes renovables de energía como las ya mencionadas se tiene que desarrollar paralelamente tecnología de almacenamiento. En este sentido existen distintos tipos, según la forma en que se almacena [Herrera Vegas, 2009]:

- Química: baterías, hidrógeno.
- Eléctrica: capacitares.
- Mecánica: bombas para almacenamiento hidroeléctrico, almacenamiento por aire comprimido, volantes.
- Térmica: uso de sales para calentar agua.

No todos los mecanismos de almacenamiento son igual de viables. En Argentina todos estos desarrollos se encuentran en una etapa experimental. Con el hidrógeno, por ejemplo, se tiene el proyecto de Pico Truncado en Santa Cruz donde se ensayan prototipos con distintas finalidades. También existe la ley 26.123 que busca promover el uso de este combustible.

Sin duda ésta será un área a la que deberá prestársele atención si se quiere construir una política energética sustentable a largo plazo.

b) Smart Grid

Este tipo de “redes inteligentes” lo que buscan es enviar electricidad de productores a consumidores utilizando tecnología digital que permite ahorrar energía, reducir costos y aumentar la confiabilidad y transparencia del sistema. En las palabras de IBM⁵⁷: *“Una empresa de electricidad puede optimizar el rendimiento de la red, prevenir cortes de suministro, restablecer el servicio en forma más rápida y permitirles a los consumidores administrar sus consumos de energía directamente desde cada artefacto conectado a la red eléctrica. Las redes “inteligentes” también pueden incorporar nuevas energías sustentables, como las de generación eólica o solar, e interactuar localmente con fuentes de energía distribuidas, o vehículos eléctricos conectados”*.

Las redes inteligentes no sólo son beneficiosas para los generadores y despachadores de electricidad, sino también para los usuarios que ahorran y tienen acceso a información más detallada de su consumo. En España se dieron los primeros pasos a través de un cambio de los medidores eléctricos de la empresa Endesa por “medidores inteligentes”. También en este país, en una zona de Málaga, se piensa implementar una prueba de redes inteligentes para ver su funcionamiento y su potencial de expansión.

En Argentina el horizonte de este tipo de tecnologías es muy lejano, pero quizás a medida que los costos se hagan más accesibles se puedan ir incorporando lentamente en distintas zonas urbanas importantes.

c) Automóviles eléctricos

Los automóviles eléctricos no son verdaderamente una novedad. Surgieron por primera vez a fines del siglo XIX y comienzos del XX, pero fueron rápidamente reemplazados por los autos con motor de combustión interna. Esto se debió al explosivo crecimiento del petróleo como combustible fundamental del desarrollo de los países. A medida que el petróleo se hizo más abundante, sus precios cayeron y las desventajas de los autos eléctricos se hicieron evidentes. Sin embargo, hacia fines del siglo XX el interés por los autos eléctricos recobró su fuerza de la mano de una mayor conciencia medioambiental y mayores precios de los combustibles fósiles. Principalmente se rescató la capacidad de esta tecnología de no emitir gases de efecto invernadero.

La realidad es que estos vehículos deben recargar sus baterías de la red eléctrica, y por supuesto esta electricidad debe ser generada por distintas centrales, algunas de las cuales utilizan combustibles fósiles. De esta manera los autos eléctricos **tienen** una emisión de gases asociada que dependerá de la matriz eléctrica del país en el que se carguen. Por ejemplo, Canadá utiliza principalmente energía hidráulica y nuclear,

⁵⁷ **Fuente:** <http://www-03.ibm.com/e-business/la/ar/smartplanet/topics/utilities/>

mientras que Estados Unidos y China dependen mayoritariamente del carbón. Los autos eléctricos de estos dos países tendrán asociadas mayores emisiones que el primero. A su vez, la eficiencia no estará determinada sólo por el motor, sino también por la eficiencia de generación y transmisión de la electricidad utilizada. Esto hace que en su totalidad las ventajas no sean tan grandes como aparentan serlo.

Los autos eléctricos todavía tienen costos iniciales más altos, pero se considera que son más baratos de usar y mantener. Países como Australia, Nueva Zelanda y Canadá ya utilizan este tipo de transporte. Adicionalmente existe lo que se conoce como “híbridos” que combinan un motor de combustión interna con motores eléctricos para accionar el auto cuando se mueve a menores velocidades. Todo esto apunta a mejorar la eficiencia y reducir el impacto sobre el medio ambiente.

Entre las desventajas más citadas se encuentran: las bajas velocidades que pueden alcanzar, los tiempos altos de recarga, la baja autonomía y la escasez actual de estaciones de carga. Sin duda todo este tipo de problemas se irán solucionando a medida que esta tecnología se masifique y perfeccione, pero lo importante de entender es que los autos eléctricos son sólo un elemento más que no puede implementarse individualmente: la diversificación de la generación eléctrica determinará el nivel de ventaja que ellos presenten al país que los usa.

VI. IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIOS

6.1. EL FUTURO ENERGÉTICO: VECTORES DE CAMBIO

Hasta este punto sólo se ha analizado el sistema energético y distintas políticas que podrían hacerlo más sustentable a futuro pero nada se ha dicho sobre la factibilidad de que estos cambios realmente puedan ser llevados a cabo. El objetivo del presente capítulo es discutir qué factores son esenciales para que el país pueda encaminarse a una matriz sostenible en el tiempo, siempre desde una perspectiva general.

Una de las primeras observaciones importantes que debe hacerse es que la encrucijada energética que se vive hoy no es un problema simple que pueda ser solucionado con una receta milagrosa. Es decir, el problema energético es un problema sistémico e involucra a prácticamente todos los ámbitos y sectores del país. A su vez todos los sectores son afectados por el problema: desde el transporte, la industria, los propios ciudadanos, el gasto público, etc. La energía es una de las monedas corrientes del siglo XXI y pensar que un cambio en la manera en que ésta se concibe puede ser llevado a cabo simplemente con un conjunto de decisiones coyunturales es cometer un grave error. Hay cuatro frentes básicos que tienen que ser considerados si se quiere verdaderamente pensar en una política energética a largo plazo, a saber: tecnología, política, economía y cultura.

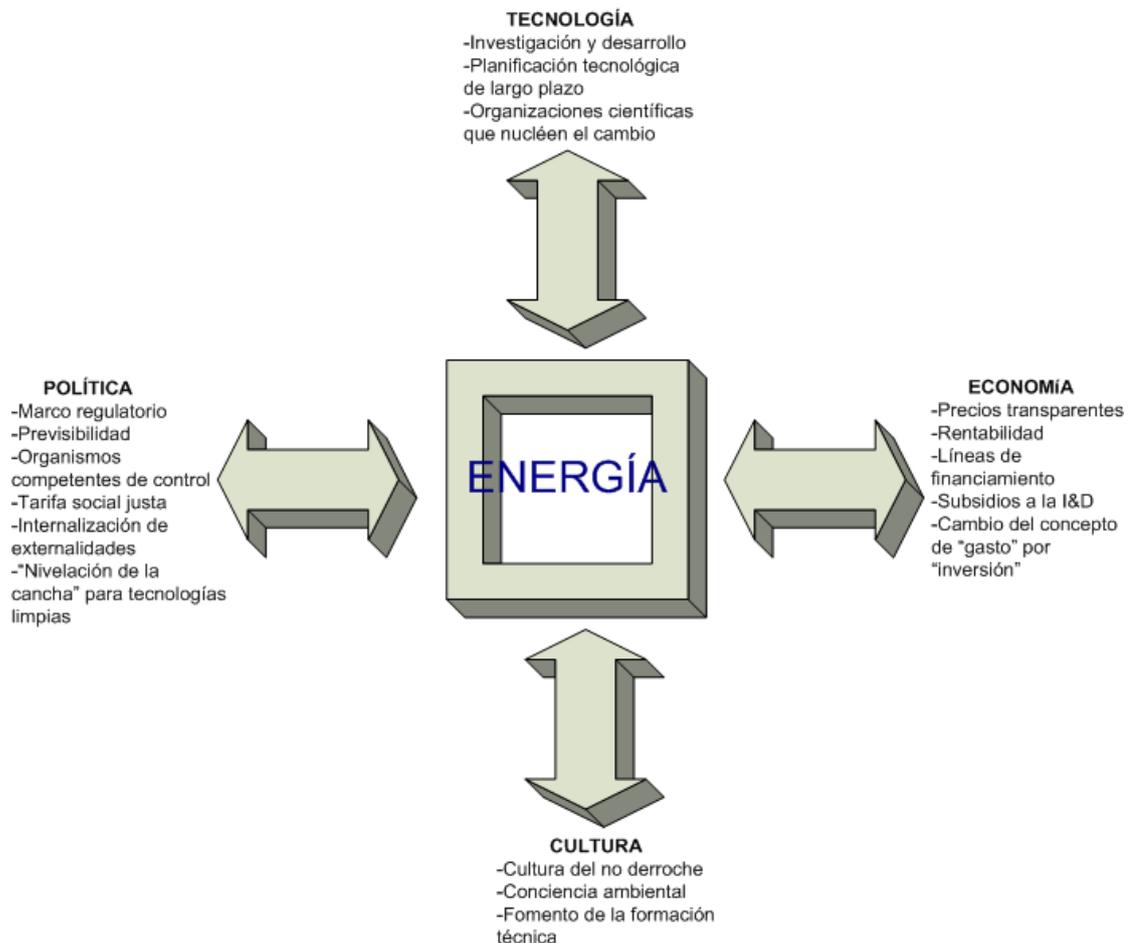


Figura 6.1. Los 4 vectores para la planificación energética a largo plazo

Estos cuatro vectores de cambio afectan y son afectados por el sistema energético, y a su vez se afectan entre sí. Por ejemplo: una mayor conciencia ambiental (cultura) puede llevar a que se considere importante internalizar las externalidades (política), lo que a su vez puede llevar a que tecnologías alternativas sean más rentables (economía). Aquí se razona en forma lineal, pero la realidad es que al ser un problema sistémico deben atacarse todos los frentes al mismo tiempo, lo que quiere decir que el marco de cualquier política energética que se desarrolle tiene necesariamente que contemplar estos cuatro pilares fundamentales simultáneamente. Hay dos factores importantes a la hora de definir cualquier cambio en alguno de estos cuatro aspectos, estos son: reacción al cambio y tiempo de implementación del cambio.

La reacción al cambio es la dificultad que se encuentra a la hora de tratar de implementar una modificación en un orden preestablecido. Un ejemplo de esto sería la dificultad que presenta la idea de inculcar una cultura de uso racional de la energía. Los precios exageradamente bajos en los centros urbanos con acceso a redes eléctricas y de gas, han hecho que los hábitos de consumo energético se adapten a un uso indiscriminado que no sólo implica un alto nivel de confort, sino además un gran componente de derroche. En este caso la reacción al cambio de querer instaurar mayor racionalidad en el consumo sería casi automática: la gente no quiere cambiar el patrón de comodidad al que ha sido acostumbrado, y a menos que el incentivo para cambiar sea grande seguirá comportándose igual. En este caso la reacción es en realidad “por inercia”. Pero también puede haber reacción “en contra” de alguna medida en particular, como los mayores precios de los combustibles que producen manifestaciones públicas. Debe tenerse en cuenta, además, que gran parte del derroche energético fue permitido por una política de subsidio inadecuada, tema que se tratará más adelante.

El segundo factor es el tiempo de implementación. Esto debería concebirse como “horizonte de cambio”. Es sabido que no todo cambio implica los mismos tiempos para llevarse a cabo. Los cambios más superficiales (la implementación de una norma específica, por ejemplo) pueden efectuarse en un muy corto plazo mientras que cambios más profundos y fundamentales (como la conciencia ambiental) pueden tomar generaciones. Existe una cultura en la Argentina de detenerse en el primer tipo de cambios porque son los que pueden implementarse y verse los resultados en un mismo ejercicio político. La idea de tomar decisiones poco populares, de dedicar esfuerzos y dinero en cambios cuyo fruto se verá bajo el gobierno de otro mandatario no parece tener cabida en la mente política argentina. Sin embargo este tipo de cambios son los más importantes ya que son los que verdaderamente producen cambios sistémicos. Un cambio profundo no se produce cambiando los valores de algunas variables, sino redefiniendo la relación *entre* variables. Esto es, redefinir nuestra relación con el medio ambiente, la importancia del autoabastecimiento energético, nuestra concepción sobre el agotamiento de recursos, etc.

Cualquier política energética debe contemplar las reacciones naturales al cambio, y debe incorporar tanto decisiones de corto como de largo alcance. Las de largo alcance serán las medidas que describan el país al que aspiramos, y las de corto alcance serán las que permitan llevarnos del país actual al que deseamos. Una de las características que debería tener una buena política energética sería la capacidad de trascender un mandato político. Esto es que la visión que plantea la política en sí sea la fuerza que alinee a las medidas particulares de cada gobierno, y no al revés. Bajo este contexto cualquier decisión que tomen los funcionarios de un gobierno estaría construyendo un peldaño (por supuesto con el sello característico del mismo gobierno) hacia un objetivo acordado de antemano que sería justamente la política energética de largo plazo. Como los vectores de cambio son muy heterogéneos, ese objetivo debe ser un ponderado realista de lo que puede esperarse de cada uno de esos sectores. Es por eso que una política energética seria debe surgir de un debate consensuado entre organismos representantes de los distintos sectores, bajo la coordinación de la Secretaría de Energía. Se eligió la denominación “vectores de cambio” justamente porque representa la idea de que los mismos deben estar alineados para que se produzca un resultado que sea conducente a un país mejor. No basta con tomar medidas, sino que las mismas deben tener un mismo propósito ulterior, una misma dirección.

A continuación se analizan los cuatro vectores de cambio de manera individual. Este análisis es un análisis preliminar que recoge gran parte de las conclusiones extraídas del presente estudio, pero como ya se dijo, la política energética debe surgir de un debate consensuado. No se elabora cada sub-punto listado en la figura 6.1, sino los más importantes.

6.2. ECONOMÍA

6.2.1. Sinceramiento y transparencia de los precios

Uno de los grandes problemas a los que se ve sometido el sistema energético en la actualidad es la disociación que existe entre costos y precios, especialmente en el rubro de electricidad y gas natural. La primera causa de esto se remonta a la pesificación de los servicios públicos debida al Artículo 8 de la Ley de Emergencia Económica (Ley 25.561) sancionada en 2002. Con dicho artículo, se congelaron las tarifas, y en el caso del gas esto hizo que también se congelara el precio del gas en boca de pozo por su carácter *pass-through*. Esto sucedió en un contexto en el que la mayoría de inversiones y costos estaban atados a precios internacionales.

Además del congelamiento del gas en boca de pozo se dio que las componentes de mejora en la productividad de transporte y distribución, y de reposición de capital que

se incluían en las tarifas en la forma de un *price cap* (o precio máximo) tampoco fueron actualizadas, lo que previno un marco donde la inversión en transporte y distribución se viera incentivada. Esto creó un precio de gas y electricidad artificialmente barato. La actividad continuó funcionando en parte porque los precios seguían siendo mayores a los costos (aunque con un margen sustancialmente menor), porque los contratos de exportación seguían haciéndose en dólares y porque algunos contratos tenían penalidades por el no cumplimiento, entre otras razones. Lo que se produjo con estos precios reducidos fue una imposibilidad de seguir desarrollando reservas para cubrir los usos de años siguientes manteniendo la relación producción/reservas al menos constante.

A continuación se puede observar como varía el precio del gas residencial en las principales ciudades de los países limítrofes:

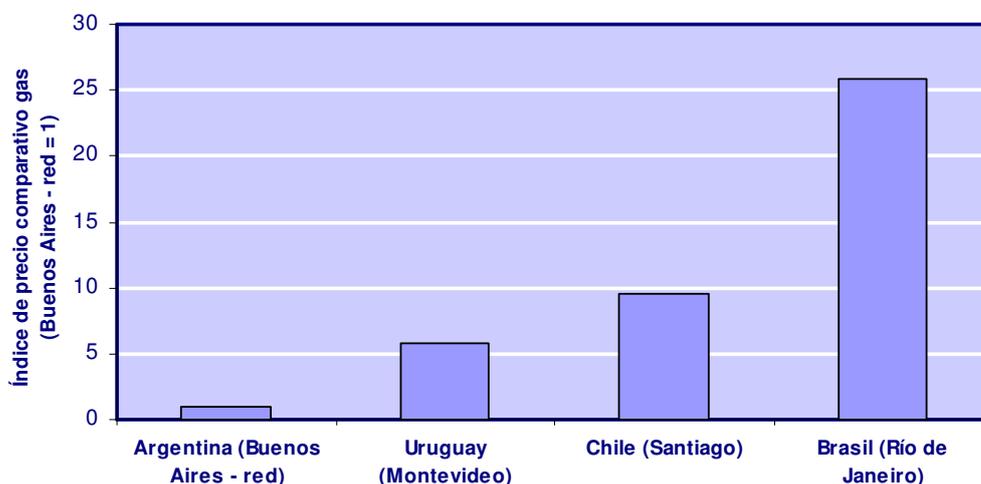


Figura 6.2. Comparación de tarifa de gas residencial 2009
(según nota ENRG/GCER/GAL/I N° 09097)

Es cierto que el costo del gas depende del volumen de reservas que dicho país tenga para abastecer su demanda. En este sentido Uruguay, Chile y Brasil tienen menos reservas que Argentina, pero también debe tenerse en consideración que desde la pesificación de las tarifas, la inversión en exploración ha decaído notablemente, al mismo tiempo que lo hizo la producción. Lo que en 2000 eran 25 años de reservas, decayó rápidamente a menos de 10 años en la actualidad. Todo esto hace que Argentina haya perdido la posición privilegiada respecto al gas, pero sin reflejar esta pérdida en los precios de este energético clave.

La electricidad también presenta precios excesivamente baratos para los usuarios residenciales. Las distribuidoras encargadas de proveer a los usuarios domésticos de este servicio compran electricidad a las generadoras a un precio estacional definido como constante por trimestres, de modo tal que se pueda reducir la volatilidad del

precio spot. Esta estabilidad puede, entonces, ser transmitida a los consumidores finales. Las diferencias entre los valores estacionales y los precios spot son cubiertos por un fondo especial administrado por CAMMESA (el llamado “Fondo de Estabilización”). La idea original de este fondo era que no tuviera ni superávit ni déficit, sino que se autofinanciara. Sin embargo esto no ha sucedido en los últimos años.

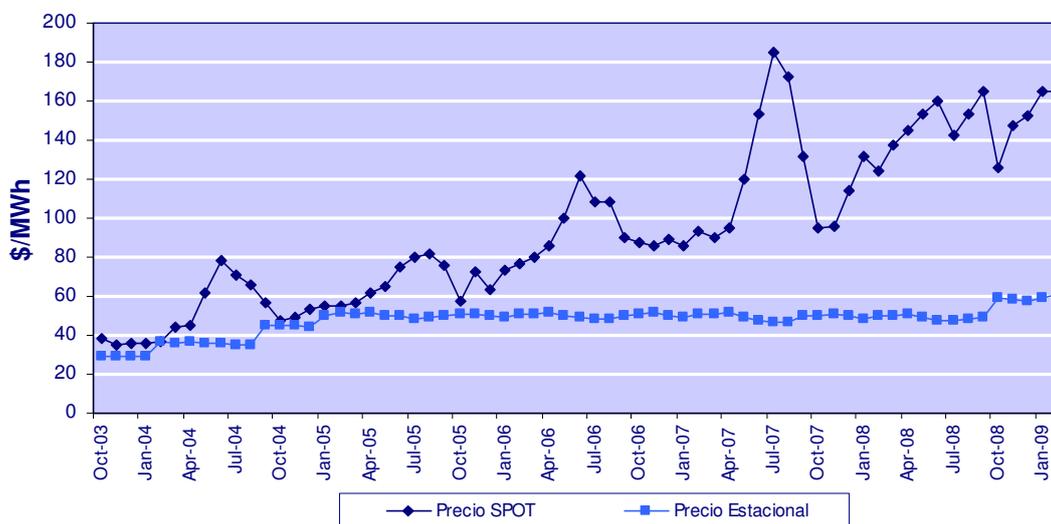


Figura 6.3. Precio de electricidad argentina

Fuente: CAMMESA

Como se puede observar en el gráfico ambas curvas que en teoría deberían cruzarse de modo que por momentos una de ellas este por arriba de la otra, y otros momentos por debajo, en realidad han comenzado a divergir. Esto quiere decir que los precios estacionales están muy por debajo de los precios spot del MEM, teniendo que financiarse la diferencia con subsidios, en parte, y con los mayores ingresos por la venta más cara de electricidad al sector industrial y comercial. Sucede que los aumentos y el sinceramiento de tarifas se han hecho para grandes consumidores industriales y comerciales pero no para usuarios residenciales. Una ilustración clara de este problema económico-financiero que presenta el sector eléctrico es la evolución que sufrieron los fondos que CAMMESA destina al MEM.

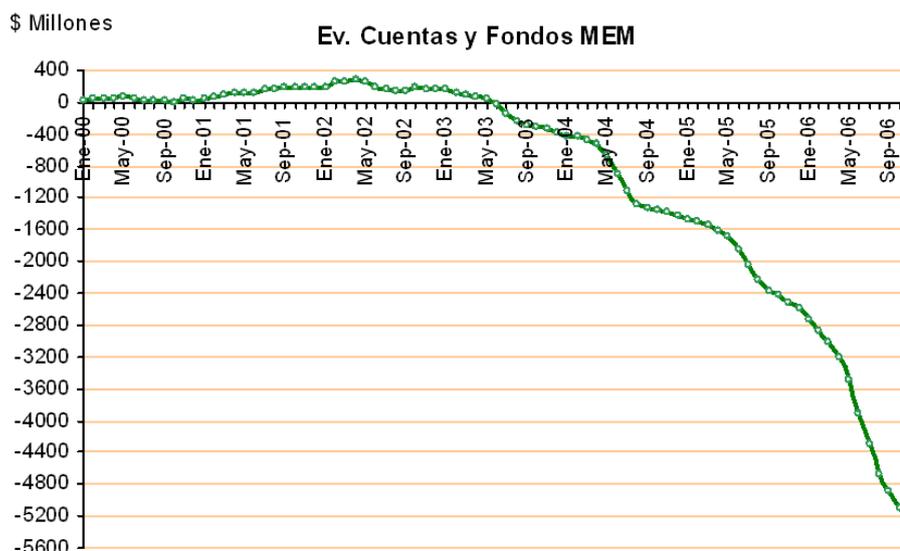


Figura 6.4. Evolución de Cuentas y Fondos MEM
Fuente: CAMMESA

No existen datos luego del 2006 lo que indica que la situación probablemente ha empeorado. Esto indica que la necesidad de subsidios crece, y en última instancia los subsidios son asignaciones de dinero que pagan los contribuyentes. Pero el grave problema de tener precios bajos complementados con subsidios es que el consumo de los servicios es controlado por los precios, y no por la presión impositiva que tenga un individuo. Si los precios son excesivamente bajos el individuo seguirá derrochando el recurso, aun a costa del costo encubierto que sufre a través de los impuestos que paga que están destinados a subsidiar su consumo. Según la Secretaría de Hacienda (Ministerio de Economía y Producción) en 2007 se destinaron 8.330 MM\$ como subsidios al sector energético, representando el 57% del total de transferencia a empresas públicas y privadas. Estos subsidios incluyen los ya mencionados (a CAMMESA), a ENARSA para cumplir importaciones de Bolivia, para programas como Energía Total (reemplazo de gas por derivados), etc. Es claro que si bien los subsidios pueden ayudar a fomentar cierto comportamiento deseado, no pueden ser el sostén principal de un sector tan fundamental para la economía de un país. Debe considerarse que aun los bajos precios del gas subsidian al sector eléctrico de manera indirecta.

Adicionalmente, ni siquiera el precio spot de la electricidad refleja verdaderamente los costos en todo momento ya que las empresas generadoras declaran sus costos marginales basadas en el uso de gas natural. Entonces, en caso de que éstas no puedan abastecerse de su energético principal y deban acudir a otros combustibles más costosos, estos no aparecerán en los precios spot registrados.

Todo esto hace que la política de precios deba ser seriamente revisada. A la luz de eventos recientes⁵⁸ en que se han tratado de hacer ajustes a las tarifas de gas y

⁵⁸ Basado en el momento de redacción del informe (Mayo-Octubre 2009)

electricidad, sólo para ser recibidos con múltiples quejas y retracción parcial de las medidas, parecería controversial decir que las tarifas deberían aumentar, pero esa es la realidad de la situación. Muchas de las quejas sobre los aumentos tienen que ver con el hecho de que estos no están destinados a aumentar la demanda interna (es decir, a afectar la cadena de producción energética nacional) sino a pagar las importaciones de combustibles. Dado este contexto es entendible que nadie desee pagar más, siendo que sólo se contribuye a una solución transitoria que sólo puede empeorar en el futuro. Pero aun si los aumentos estuvieran 100% destinados a llevar los precios más cerca de los costos, habría una reacción negativa similar. Si los ajustes se hubiesen hecho de manera paulatina con mayor holgura respecto de las restricciones energéticas, como a partir de 2004 cuando se produjeron los primeros cortes, en la actualidad se podrían tener tarifas más realistas que permitieran desarrollo del mercado y ahorro en la demanda. Pero ese tiempo no puede recuperarse y debe encontrarse una solución que no puede ignorar la realidad de las reglas del mercado: un negocio no puede funcionar a pérdida indefinidamente. Si los precios no se ajustan, el mercado se encargará de ajustarlos (a través de desabastecimientos, cortes, mayores importaciones que hagan insostenibles a los subsidios, etc.), por lo que no actuar en esta materia sería únicamente dejar librado al azar un problema real que eventualmente volvería con mayor fuerza. Tomar un camino de suba de precios (que realmente llegue a alcanzar a la cadena productiva energética) será sin duda una medida impopular, pero al menos brindará una manera de controlar cómo se quiere hacer dicho ajuste, en lugar de tener que someterse a una crisis que obligue a ajustar.

Se cree que el sinceramiento y transparencia de precios son una de las medidas esenciales a tomar que afectará a corto plazo (reduciendo el consumo de gas y electricidad) descomprimiendo la demanda, y a largo plazo (aumentando la rentabilidad del sector) favoreciendo la inversión en oferta.

6.2.2. Rentabilidad y cambio de concepto de “gasto” a “inversión”

En el capítulo 5 se planteó la política de diversificación de fuentes para la generación eléctrica como una de las fundamentales para encabezar un cambio a largo plazo. No se ha tratado hasta el momento ninguna consideración económica sobre este tipo de decisión, pero sin embargo ésta es una de las barreras fundamentales que encuentra este tipo de política. La principal desventaja que presentan las denominadas “energías alternativas” (eólica, solar, geotérmica, etc.) es que poseen valores de inversión inicial sustancialmente más altos que, por ejemplo, un ciclo combinado. Pero, por el otro lado, el costo marginal de operación es más barato que en este último ya que generalmente no utilizan combustibles, sino que aprovechan alguna energía natural (el viento, el sol, etc.). A continuación se pueden ver los costos de generación estimados para los distintos tipos de generación:

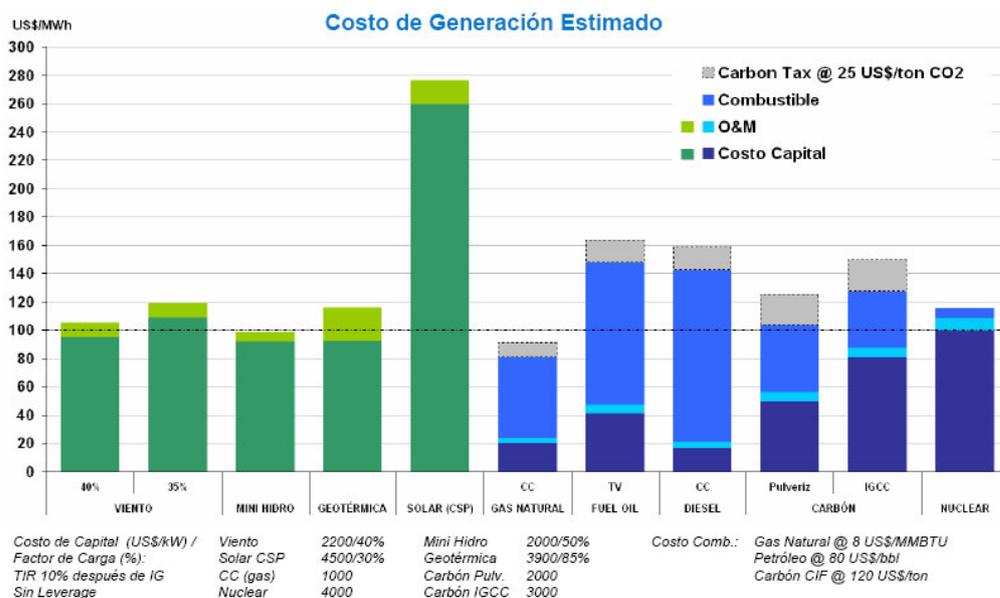


Figura 6.5. Costos de generación estimados, según tipo de fuente
Fuente: Tecpetrol - Tecgas

Puede verse que el ciclo combinado de gas es el que genera los menores costos de generación. Nótese que el valor registrado es aun mayor de lo que sería en realidad considerando que gran parte del gas natural que se utiliza es nacional y sale entre 2 y 3 US\$/MMBTU, en lugar de los 8 US\$/MMBTU que utiliza el cálculo del gráfico (probablemente basado en costo de importación desde Bolivia). Pero más allá de que los costos de generación puedan parecer cercanos entre un CC gas y un generador mini-hidro por ejemplo, la realidad es que la tasa de retorno de cada proyecto es muy distinta. La inversión en un CC puede ser hasta 4 veces menor a una hidráulica, lo que quiere decir que puede ser repagada más rápidamente rindiendo mayores tasas y acotando riesgos. Este aspecto no es menor en un país donde existe un gran déficit de previsibilidad, como sucede en Argentina. La realidad es que la matriz energética no podrá ser diversificada hasta que se conjugue tanto la previsibilidad económica con la rentabilidad de este tipo de negocios. El primer factor se analizará más adelante (*ver sección 6.3*). El segundo tiene en parte que ver con el punto discutido anteriormente: el precio de la electricidad.

Tómese el caso de la energía eólica como ejemplo. La energía eólica requiere aproximadamente 2.2 MMUS\$ por MW instalado. A su vez se deben prever costos de operación y mantenimiento de aproximadamente el 2% anual de la inversión original [Fernández et. al, 2009]. Este tipo de tecnología no tiene gasto por compra de combustible, por lo que resulta muy barato para operar. La curva de Tasa Interna de Retorno (TIR) en función del precio de venta de la electricidad se puede ver a continuación:

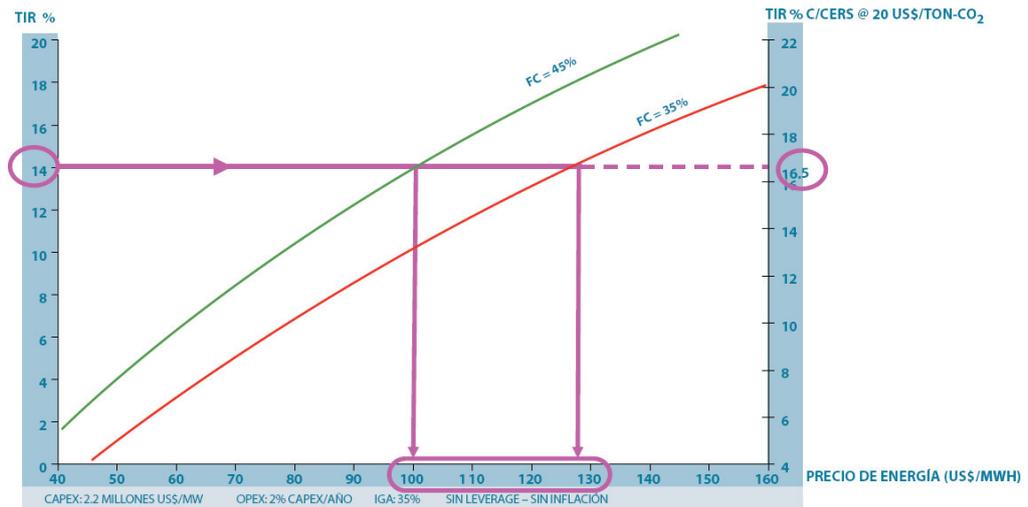


Figura 6.6. TIR para un proyecto eólico, según precio de electricidad

Fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables

Se muestran dos curvas que corresponden a distintos factores de carga (según la zona en la que se instalen los molinos). A su vez presenta 2 ejes de ordenadas: el de la izquierda sin venta de bonos de carbono (CERs) y el de la derecha con venta de CERs a 20 US\$/Ton-CO₂. El estudio muestra que para obtener una TIR del 14% (sin venta de CERs) el precio de la electricidad debe ubicarse entre los 100 y los 130 US\$/MWh. Estos valores están muy lejanos a los precios actuales de entre 30 y 40 US\$/MWh. Ninguna política de fomento de energías alternativas puede ser tan beneficiosa como para saldar tan grande diferencia de costos. Pero si la electricidad fuera paulatinamente ajustada para reflejar sus costos reales, la competencia entre fuentes comenzaría a ser más justa, y quizás con algún beneficio adicional (*ver sección 6.3.2*) hasta igual de rentable que un ciclo combinado. Se tomó a la energía eólica como ejemplo porque es una de las fuentes alternativas que más potencial de desarrollo parece tener. Como fue reflejado en la sección 5.2 del capítulo 5, las nuevas fuentes dominantes de los próximos 20 años serán muy probablemente la nuclear, hidráulica y eólica. La geotérmica tiene un desarrollo acotado y la solar tiene costos demasiado altos todavía.

Se puede estimar a grandes rasgos el nivel de inversiones⁵⁹ que requeriría diversificar la matriz eléctrica tomando valores promedio de capital por MW instalado (*ver anexo 4*). Lo interesante a estudiar es cuánto más costoso sería crecer hacia un modelo diversificado de electricidad que hacia uno similar al actual (concentrado en el uso de gas natural). Los cálculos se hicieron en base a los resultados arrojados por la simulación en LEAP de la cantidad de potencia a instalar (calculada de manera endógena) combinada con la capacidad exógena planeada.

⁵⁹ Todos los cálculos de inversiones y ahorros se hacen partiendo de 2010 en adelante, teniendo así 20 años exactos hasta 2030.

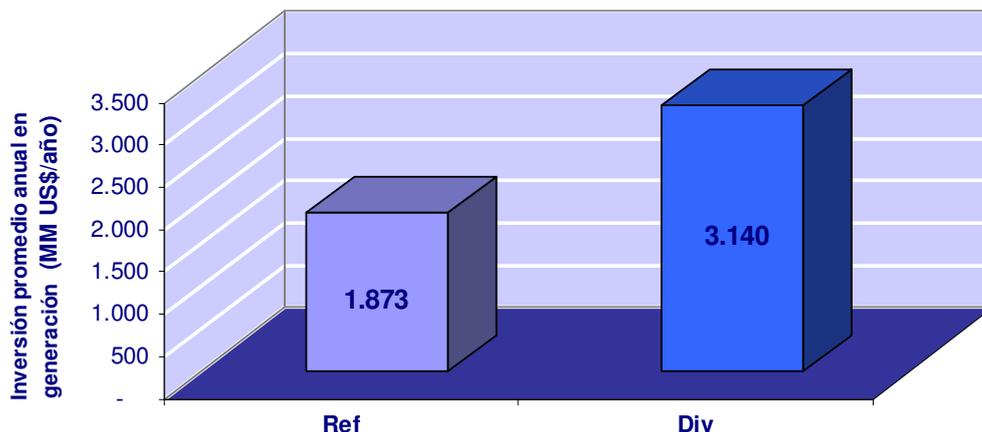


Figura 6.7. Inversión promedio anual en generación eléctrica requerida, según escenario
Fuente: elaboración propia

La diferencia de inversión anual para diversificar la matriz es del orden de los 1270 MM US\$, lo que quiere decir que se requeriría un 68% más de inversión cada año. Para tener un buen entendimiento de hasta qué punto la diversificación de la matriz sería buena en términos económicos absolutos se deberían contabilizar todos los costos y todos los ahorros o ingresos, y ver si los primeros son menores que los segundos, y en qué proporción. Pero este análisis pormenorizado está fuera de los objetivos del presente trabajo. Se pueden hacer análisis más amplios que sugieran con menor sensibilidad lo que otros análisis más detallados podrían precisar mejor. Por ejemplo, una de las grandes ventajas de diversificar la matriz (y por la cual se planteó hacerlo en un primer lugar) es el ahorro de importación de gas natural (no así tanto de petróleo y derivados que sólo presentan diferencias pequeñas en los dos escenarios). Siguiendo una serie de hipótesis (*ver anexo 4*) se pueden pronosticar las importaciones de gas de Bolivia y de GNL requeridos para cumplir con las necesidades de los distintos sectores, en cada uno de los escenarios.

Como ambos escenarios (referencia y diversificado) importarán todo el gas que Bolivia provea (ya que es, al día de hoy, la solución más barata de importación) los ahorros se verán en la compra de GNL⁶⁰. Para calcular estos ahorros en términos monetarios se requiere el volumen físico de importación, extraído de las simulaciones (*ver anexo 4*) y la proyección de precios. Este último dato no es sencillo de proyectar porque dependerá mucho de qué tipo de contratos haga Argentina a futuro, con qué países, qué tipo de infraestructura monte para la regasificación de gas, etc. Pero se puede plantear un caso optimista y uno pesimista, y luego ver qué rango de variación ofrecen. En la actualidad (2009) los precios de importación de GNL promedian los 7,5 US\$/MM BTU⁶¹, pero en

⁶⁰ Se asume que el gas que se consumirá en el país tendrá 3 fuentes: gas nacional, gas importado de Bolivia o GNL. No se considera la posibilidad de que se reemplace más gas con combustibles líquidos por sus mayores costos, y por los problemas que estos traen a las maquinarias asociadas a la generación.

⁶¹ Fuente:

http://www.editorialrn.com.ar/index.php?option=com_content&task=view&id=3198&Itemid=38

el pasado han llegado a valores tan altos como 17 US\$/MMBTU, lo que hace que no se tenga una certeza clara. Si se toma el precio nominal de 7,5 US\$/MMBTU y se considera que se mantendrá constante (en términos nominales) en los próximos 20 años el valor de ahorro de importación de gas por diversificar sería de 1532 MMUS\$/año promedio. Por supuesto la hipótesis de precio constante es demasiado rígida y poco realista, pero éste sería el caso optimista. Un escenario más pesimista⁶² podría considerar un crecimiento del precio del 6% anual para terminar en 2030 en 24 US\$/MMBTU (o un promedio de 14,3 US\$/MMBTU durante los 20 años bajo análisis). Este nuevo caso arroja un ahorro de 3703 MMUS\$/año promedio. Por supuesto que cuanto más aumenten los precios de las importaciones de combustibles, más conveniente se vuelve la alternativa de diversificación.

En el caso de precios constantes se ahorraría 1532 MMUS\$/año que de por sí, si se compara con los 1270 MMUS\$/año de inversión extra es un 20% mayor. Esto quiere decir que sería más beneficioso en términos económicos invertir en la diversificación de la matriz ya que estas inversiones marginalmente más altas serían menores que los ahorros de importación de gas natural. Y tanto menores serán cuanto más altos sean los precios de importar gas. Con el crecimiento de precios propuesto en el caso más “pesimista” los ahorros serían aproximadamente 3 veces las inversiones. Para contrastar con valores reales, las inversiones marginales en diversificación representarían un 55% del valor de los subsidios otorgados en 2007.

No debe olvidarse que las energías alternativas al no depender de los precios del petróleo presentan precios menos volátiles. La consecuencia directa de esto sería menos variación y más estabilidad para los consumidores. Asimismo, utilizar fuentes renovables como el viento hace que los aumentos de precio de la energía estén mucho más acotados porque la componente de “combustible” tiene costo cero (o casi cero en algunos casos).

El razonamiento implícito en todo este tipo de análisis es que se debe cambiar la perspectiva de alocaión de dinero, de modo tal que se pueda pasar de gastos a inversiones. Los gastos en general son atractivos porque resuelven los problemas de manera inmediata, contra las inversiones que suelen implicar tiempos de planificación y desarrollo. La diferencia fundamental es que un gasto soluciona un problema puntual pero no ayuda a solucionar futuros problemas, mientras que las inversiones sí lo hacen. Así, por ejemplo, un gasto en importación de combustibles del exterior puede solucionar el desabastecimiento durante un invierno, pero la inversión en energía alternativa podría solucionar el problema más fundamental de falta de oferta, afectando

⁶² Debe notarse que la palabra “pesimista” está en relación a los precios de las importaciones, ya que en términos de la contribución a hacer más favorable la diversificación, éste sería un escenario más optimista.

a varios años subsiguientes. Es por eso que se necesita una planificación energética a largo plazo que pueda ver más allá de los problemas urgentes que azotan al país.

6.3. POLÍTICA

Si bien la discusión de las implicancias políticas de una planificación energética de largo plazo no corresponde al objetivo principal del presente trabajo (que apunta más a las consecuencias tecno-económicas de la misma) sería simplemente ingenuo pensar que puede ser obviado de un planteo serio del tema. La faceta política del problema es verdaderamente muy grande e implica distintos niveles de decisión, desde los más altos (ejecutivo, legislativo y judicial) hasta los más bajos (toma de decisiones políticas dentro de una empresa o un gremio). Por otro lado, la política es la única fuerza que tiene la capacidad de llevar a cabo los ajustes necesarios para organizar el planeamiento energético y alinear los intereses de los distintos actores. En ese sentido podría pensarse que además de ser un vector director, es un director de otros vectores, teniendo doble importancia.

6.3.1. Mayor institucionalidad

Una de las principales demandas que se le hace al ámbito de la política es la de tener un marco regulatorio actualizado, con entes reguladores que ejerzan su poder punitivo en caso de que las actividades no se desarrollen de la forma establecida, en lugar de servir como organismos de aplicación de decisiones arbitrarias. Como notan los 8 ex Secretarios de Energía en su documento [Lapeña et. al, 2009]: “no se cumple la legislación de fondo y la misma es reemplazada por una cantidad excepcional de normativa complementaria de dudosa eficiencia” y “las instituciones – particularmente la Secretaría de Energía y los Entes Reguladores sectoriales- están debilitadas y supeditadas a otras instancias gubernamentales”. Aquí se destaca la importancia de la independencia de los organismos de planificación y regulación energética, de modo que puedan realizar su trabajo sin estar focalizados en responder a los vaivenes políticos de los gobiernos en poder, sino en el cumplimiento de las normas y en el pensamiento a corto y largo plazo.

Una de las consecuencias directas de la falta de independencia de los organismos es la poca transparencia de la información que se provee. En muchos casos las estadísticas publicadas no están en relación a lo que se mide sectorialmente en la realidad. En otros casos, las estadísticas no están actualizadas. Más allá de este tipo de problemas (que podrían atribuirse a voluntad política) existen otros problemas relativos a la información. No hay una buena uniformidad en el recabado y procesamiento de datos, lo que hace que se pierda información del sector. Esto pasa por ejemplo con los consumos de gasoil. La SE no lleva estadísticas de ciertos sub-sectores como es el caso

del consumo discriminado de gasoil. Si bien el BEN discrimina los consumos por grandes sectores (residencial, transporte, agropecuario, etc.) no posee información de qué proporción exacta se utiliza en camiones de carga, cuánto en colectivos urbanos e interurbanos, etc. Todo esto hace que la planificación energética y la medición del impacto de distintas políticas adoptadas sea cuando menos difícil e ineficiente. En este trabajo se ha tratado de reconstruir algunos de esos datos basados en informaciones sectoriales parciales, pero en rigor debería existir una medición directa y un acceso a base de datos actualizadas y con buen nivel de detalle.

A su vez, una mayor institucionalidad (mejores leyes energéticas, mejores instituciones, etc.) desembocaría en una mayor previsibilidad, que es un aspecto fundamental en cualquier política de largo plazo. Si se desea generar un contexto donde existan inversores privados dispuestos a asumir riesgos en un horizonte de tiempo largo, se debe tener una buena previsibilidad que les garantice que los riesgos políticos de invertir serán mínimos. Esto quiere decir que se cumplirán los contratos y las leyes pactadas, que no se harán modificaciones arbitrarias y constantes a las normativas que rigen los acuerdos de inversión, entre otras cosas. Como ya se mencionó en la sección 6.2.2, la diversificación energética sólo puede darse si existe una buena previsibilidad.

A continuación se presentan otras consideraciones importantes que en muchos sentidos comparten un lugar común con aspectos económicos, pero se describen bajo el factor “política” ya que requieren de un tratamiento que debe ser acompañado por un marco regulatorio y organismos de control. Es decir, son factores que afectan a la economía de los sectores pero que nacen en la esfera de la política.

6.3.2. Resguardo para el desarrollo de nuevas fuentes energéticas

Como ya se discutió, las nuevas fuentes energéticas tienen como desventaja los mayores costos de capital involucrados que hacen que si bien el costo marginal sea barato, los proyectos no puedan ser repagados en un término apropiado y a tasas lógicas. También se dijo que mientras la electricidad tenga precios lejanos a los 100-130 US\$/MWh, será prácticamente imposible desarrollar proyectos de energías alternativas. Pero lo que probablemente se dará es que con el ajuste lento de las tarifas lleve tiempo para que las nuevas fuentes estén a la par, en términos de competencia, con las fuentes convencionales. También podrá suceder que los precios se estabilicen ligeramente por debajo de los precios que hace rentable a la energía eólica, hidráulica, nuclear, etc. En todos estos casos deben existir políticas adicionales que den resguardo a las fuentes menos rentables para permitir su desarrollo. Hay tres categorías básicas de incentivos [Fernández et. al, 2009]:

a) Feed-in tariffs (FiT)

Pueden implementarse de dos maneras distintas. La primera es como un “sobreprecio” (también conocido como *Feed-in Premium* o FiP) que el generador con energías renovables recibe sobre el precio estándar del mercado. La segunda es mediante la fijación de una tarifa más alta (que podrá o no ser ajustada por inflación) durante un período determinado de tiempo. La función básica es simple: ayudar a los generadores a cubrir la diferencia para llegar a un precio que pueda cubrir los costos y dejar una rentabilidad acorde. La financiación de estas FiT puede hacerse mediante la creación de fondos especiales a la que contribuyen los distintos consumidores, y que sirve para pagar a los generadores. Muchos investigadores están de acuerdo en que las FiT son los instrumentos más efectivos para fomentar el uso de energías renovables, pero como se verá más adelante, todo depende del tipo de tecnología (del grado de desarrollo y rentabilidad) y de la articulación que se tenga con políticas no económicas.

En Argentina, la Ley 26.190 establece FiT para la generación mediante distintas fuentes alternativas. Los valores establecidos son los siguientes:

Fuente renovable	FiT S/MWh
Eólica	15
Solar (FV)	900
Geotérmica, mareomotriz, biomasa y otras	15
Hidráulica (hasta 30 MW)	15

Tabla 6.1. Sobrepuestos aplicables en Argentina⁶³ (según Ley 26.190)

Dichas “primas” se pagarían durante los 15 años luego de su instalación. Para tal efecto se crea un fondo denominado “Fondo Fiduciario de Energías Renovables”. Adicionalmente los “sobrepuestos” son demasiado escasos, no pudiendo llegar a los 4 US\$/MWh (excepto para la energía solar). Debe considerarse que la generación eólica, por ejemplo, recibe menores precios pagados para su compra que la electricidad térmica, ya que la primera es intermitente y por ende menos firme. Así el promedio que recibe ronda los 30 US\$/MWh mientras que la térmica podría llegar a los 45 US\$/MWh, otra razón por la cual las FiT deberían proveer un incentivo económico suficiente, que hoy en día no se da.

b) Cuotas obligatorias

En este esquema se obliga a las distribuidoras (y grandes usuarios) a entregar una cierta cantidad mínima de electricidad derivada de fuentes alternativas, castigando a las empresas que no lo hacen con una penalidad onerosa. La manera en que se implementa este tipo de herramienta es a través de los “Bonos Verdes” (*Green Tags*) que certifican

⁶³ Fuente: <http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm>

que se ha producido 1 MWh de energía renovable. El valor natural que toman estos bonos surge de la diferencia de precio entre las energías renovables y la electricidad convencional, pero al existir una penalidad alta, las distribuidoras se ven inducidas a optar por la compra de energías más limpias. Este mercado de “Bonos Verdes”, en teoría, genera una fuerza que empuja a la baja a los precios de los generadores renovables.

c) Créditos fiscales

Como su nombre lo indica, los créditos fiscales son créditos que se le otorgan a las generadoras de electricidad a través de energía renovable por un porcentaje de la inversión inicial o por unidad de energía generada. Es una herramienta que puede ser combinada con las otras para potenciar el resguardo a las energías alternativas. En Argentina se aplican algunos beneficios fiscales sobre las inversiones hechas en energías renovables, como son la devolución anticipada del IVA, la amortización acelerada, al mismo tiempo que los bienes afectados a la actividad promocionada no integran la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta hasta el tercer ejercicio cerrado con posterioridad a la fecha de puesta en marcha de los proyectos [Cerioni & Morresi, 2008].

Como ya se adelantó, no existe una herramienta única que sea la solución a todos los casos. Lo importante que tienen estas políticas es que no todas afectan al desarrollo de la misma manera. Uno de los factores fundamentales es el nivel de desarrollo de la tecnología a desplegar. Esto quiere decir, en qué etapa de su desarrollo se encuentra: etapa de demostración, de alta brecha de costo, de baja brecha de costo o de madurez. En general la introducción de nuevas tecnologías cumple con la forma de una curva sigmoideal (asociada a la curva de aprendizaje implícita).

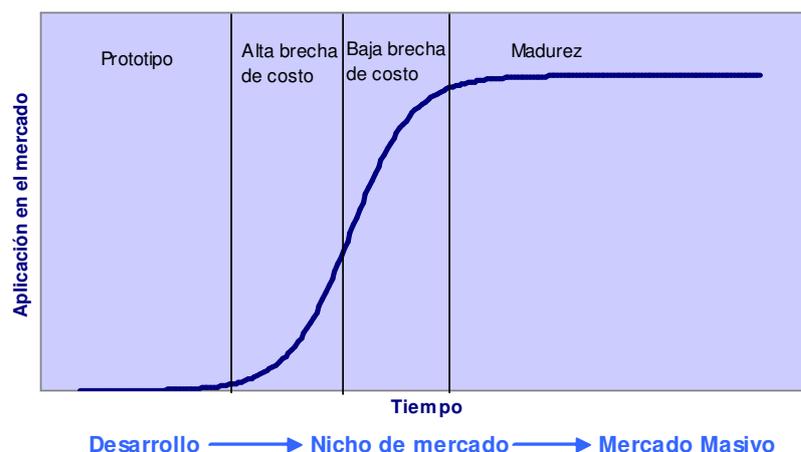


Figura 6.8. Aplicación de incentivos según etapa de desarrollo de tecnologías

Fuente: basado en estudio de la IEA⁶⁴ (2008)

⁶⁴ Fuente: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/DeployRenew2008SUM.pdf> (el *paper* completo no fue estudiado ya que es del tipo *pay-per-view*)

	Etapa	Ejemplo	¿Qué se debe hacer?	Incentivos adecuados
Nivel de aplicación en el mercado - ↓ +	Prototipo / demostración	Biocomb. 2° Gen.	Dar continuidad, I&D, crear atractividad de mercado	Incentivos de costo de capital: crédito fiscal para la inversión, reembolsos, garantías de préstamos, etc.
	Alta brecha de costo	Solar F.V	Dar estabilidad, incentivos de bajo riesgo	Basados en el precio: FIT, FiP. Basados en cantidad: licitaciones.
	Baja brecha de costo	Eólica	Riesgo de mercado impuesto, garantizar mínimo retorno	Basados en el precio: FiP. Basados en cantidad: cuotas obligatorias.
	Madurez	Hidroeléctrica	Estimular el empuje del mercado	Demanda "verde" voluntaria

Tabla 6.2. Aplicación de incentivos según etapa de desarrollo de tecnologías

Fuente: basado en estudio de la IEA⁶⁵ (2008)

La tabla 6.2 es de suma importancia ya que hace una distinción clara entre distintas tecnologías y los conceptos rectores que permiten los incentivos según su etapa de desarrollo. Para ejemplificar, hay tecnologías en la etapa de desarrollo como los biocombustibles de 2° y 3° generación (*ver sección 5.4*) que requieren que se pueda llevar a cabo investigación y desarrollo. En este caso, como las inversiones son muy altas las políticas de incentivo al capital son la mejor opción. En mayores niveles de madurez donde la brecha entre el precio de mercado y el costo es menor (como es el caso de tecnologías más maduras como la eólica) se pueden aplicar incentivos asociados a los precios o las cantidades a producir, en lugar de los capitales a invertir.

No es el objetivo del presente trabajo determinar exactamente cuáles mecanismos serán más eficientes para la diversificación energética argentina, pero sí se resaltan los resultados antes mencionados. A través del consenso entre los sectores afectados y un marco regulatorio transparente, las energías alternativas podrían crecer según lo planteado en el capítulo 5.

6.3.3. Internalización de externalidades

Las externalidades son efectos (beneficios o costos) que no quedan reflejados en su precio real de mercado. Lo que esto quiere decir es que al desarrollar ciertas actividades, las mismas incurren en distintos costos y producen ciertos beneficios, y sólo algunos de estos son tomados en consideración para la toma de decisiones de negocios. Las externalidades ambientales son sólo un tipo, pero existen múltiples más. Sucede que como en general este tipo de costos están distribuidos en zonas más grandes que la abarcada por la propia actividad (o que afecten a muchas personas fuera del ámbito estricto del negocio), se ven como costos distribuidos que eventualmente tienen que pagar los afectados. Para dar un ejemplo sencillo: una fábrica podría producir un cierto bien a un precio de mercado, con costos determinados por sus costos de insumos, mano

⁶⁵ **Fuente:** <http://www.iea.org/Textbase/npsum/DeployRenew2008SUM.pdf> (el *paper* completo no fue estudiado ya que es del tipo *pay-per-view*)

de obra, infraestructura, etc. Pero las emisiones gaseosas producidas podrían afectar a los suelos de zonas de cultivo cercanas, disminuyendo su productividad. Allí existe claramente una externalidad (un costo en ese caso) que esta siendo pagada por la población agraria de la región por producir menos de lo que podrían haber esperado si la fábrica no operaba en las cercanías. La fábrica en sí emite los gases pero en su precio no queda reflejada esta externalidad.

La idea de internalizar las externalidades es incorporar dichos efectos en las ecuaciones económicas de las empresas que las producen, a través de la valoración de los mismos. Estos efectos producen (en la mayoría de los casos) una disminución en el bienestar, entre lo cual se puede destacar: menos disfrute de servicios ambientales en condiciones óptimas, pérdida del valor intrínseco de los activos ambientales, menor productividad de actividades productivas (agrarias, por ejemplo), degradación de la salud de los habitantes, depreciación de activos cercanos (edificios y máquinas), etc. La opción de valorizar estas externalidades no es verdaderamente una decisión, siempre se hace aunque sea de manera implícita. Lo que se plantea aquí es que se haga en forma de una consideración monetaria que distorsione la ecuación económica de los productores para reflejar el costo de la externalidad (internalizándola). La ventaja que tiene utilizar una valoración por medio de un costo monetario es que permite comparar utilizando una misma unidad, y aplicarla sobre efectos que tienen un impacto concreto sobre las decisiones de una empresa (la generación de utilidades).

En el caso específico del sector energético, valen los mismos principios. Si se toma, por ejemplo, la generación eléctrica como actividad productiva, cada tecnología usada tendrá sus externalidades asociadas.

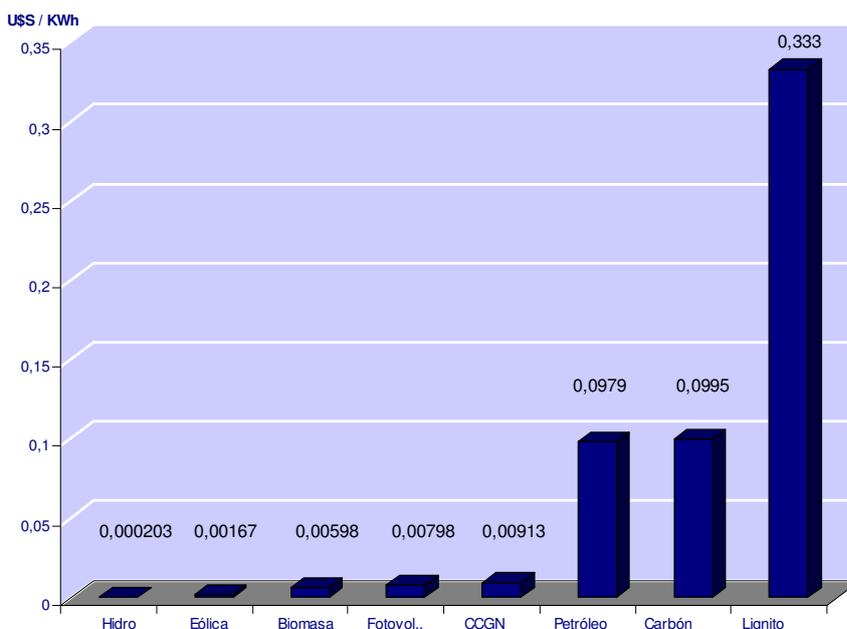


Figura 6.9. Daños ocasionados por la emisión de contaminantes según la tecnología empleada para la generación eléctrica

Fuente: CEPAL, Naciones Unidas [Azqueta & Delacámara, 2007]

El gráfico muestra una estimación de las externalidades asociadas a distintas tecnologías de generación valorizadas en dólares por unidad de energía (KWh). Esta valorización implica distintos factores tales como el aumento de la tasa de morbilidad y mortalidad prematura de humanos, la pérdida de cosechas y productividad agrícola, daños sobre materiales, daños a ecosistemas e impactos asociados a categorías globales. Y en todos los casos la asociación entre el efecto y el valor monetario se hace en base a la metodología propuesta por el Proyecto *ExternE*, realizado para la Comisión Europea⁶⁶. Puede verse que los tres tipos de tecnologías más dañinas son las que utilizan petróleo, carbón y lignito. Estos últimos 2 no son ampliamente utilizados en Argentina, pero el petróleo sí lo es. La generación por ciclo combinado con gas natural también tiene mayores impactos que las energías alternativas, aunque considerablemente menores que con las primeras tres fuentes más nocivas. Lo importante a destacar es que si este tipo de externalidades se excluyen del proceso de toma de decisiones para el crecimiento energético, no se está reconociendo explícitamente parte de los beneficios que tienen las energías renovables. Valorizar monetariamente estos factores sería un buen paso hacia una nivelación justa en la comparación de tecnologías. No es el objetivo de este trabajo determinar qué valores exactos deberían implementarse para cada tecnología, ni qué metodologías deberían ser utilizadas para hacerlo. Respecto a este tema existe extensa bibliografía muy bien desarrollada⁶⁷.

Es el gobierno el que tiene que reglamentar la internalización de externalidades para fomentar el uso de energías alternativas. Verdaderamente, esto no sería otra cosa que un incentivo, pero no se trató en la sección 6.3.2 por considerarse un tema digno de una discusión más extensa.

6.3.4. Tarifa social justa

Si bien es cierto que los precios del gas y la electricidad deben llevarse a valores lógicos que representen sus costos (*como ya se discutió en la sección 6.2.1*), también es cierto que debe protegerse a los que menos recursos tienen. La energía es un servicio fundamental que hace a la dignidad de todo ser humano: provee calor, luz, permite preservar la comida, etc. Es en este punto que el rol del Estado adquiere importancia capital ya que debe garantizar el acceso de todos los niveles socioeconómicos a la energía. Esto no sólo implica voluntad, sino también una buena elección de herramientas económicas de redistribución del ingreso.

En el caso del gas, por ejemplo, es conocido que uno de los problemas que afecta a los sectores más pobres sin acceso a redes de gas es que deben comprar gas licuado (GLP) en garrafas que pueden ser muy caras. Una garrafa de 10 kg cuesta actualmente (y con

⁶⁶ Fuente: <http://www.externe.info/>

⁶⁷ Ver por ejemplo: Delacámara, G., Guía para decisores: análisis económico de externalidades ambientales, 2008

la aplicación de los subsidios conocidos como “garrafa social”) \$ 16, llegando a costar hasta \$42 en el pasado en ciertas regiones. Comparado con las tarifas de gas que paga un usuario residencial con subsidios, a igual consumo se paga casi 3,5 veces más. Si bien los costos de producción del gas de red y de garrafa son distintos, la diferencia de precio parece ser muy alta, sobre todo considerando que los afectados son los que menos tienen. Aquí nuevamente se ve la importancia de tener gas de red vendido a precios realistas que permitan la inversión en el desarrollo de nuevas redes de gas que lleguen a sectores no cubiertos en la actualidad.

La existencia de subsidios a los sectores pobres es clave para asegurar la inclusión social, pero tiene que tenerse el cuidado de que las medidas adoptadas verdaderamente tengan el efecto que se espera. Si se estudia el sistema con que se aplican (y se han venido aplicando) los aumentos en los precios de la electricidad se puede llegar a conclusiones reveladoras. El jefe y director de FIEL, F.H Navajas, desarrolló un gráfico que representa en el eje de ordenadas el nivel de ingreso de los hogares, y en el de las abscisas, el consumo eléctrico por bimestre. Según la resolución ENRE 356/08, los usuarios de más de 650 kWh/bimestre verían un aumento. La siguiente figura representa el gráfico mencionado para dicha resolución:

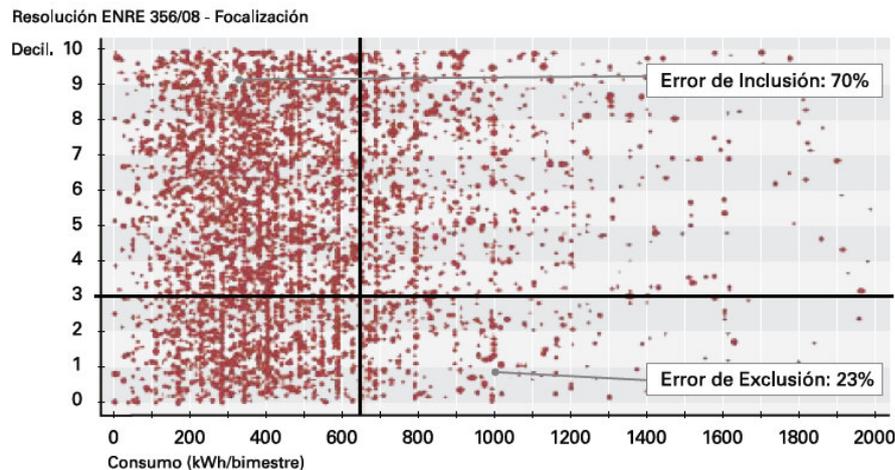


Figura 6.10. Ejemplo de error de inclusión y exclusión

Fuente: Revista “Proyecto Energético”

En el gráfico lo que se muestra son los errores incurridos al tomar dicha decisión. Si se tiene una meta de beneficiar al 30% de la población más pobre, el error de exclusión son todos aquellos hogares de ese grupo que quedan excluidos de las menores tarifas (por tener consumos mayores a 650 kWh/bimestre) y el error de inclusión son todos los hogares fuera del grupo que reciben ahorros. Lo interesante para notar es que prácticamente con independencia del decil de ingresos que se estudie, la distribución es más o menos homogénea, lo que implica que el consumo eléctrico no es función clara

del nivel de ingreso. Así quedan excluidos de las menores tarifas un 23% de los hogares más pobres, y acceden a ellas un 70% que podrían afrontar mayores precios.

Argentina debería dejar de lado los subsidios por bloques tarifarios no uniformes que aplica actualmente y moverse a subsidios focalizados basados en la comprobación previa de los medios de vida de los hogares [Navajas, 2009].

6.4. TECNOLOGÍA

La tecnología es el activo más importante que debe acompañar al proceso de transformación energética del país. Nuevas tecnologías significan nuevas maneras de aprovechar recursos que antes se consideraban inaprovechables, o poco rentables. Pero no sólo se habla de grandes avances tecnológicos, sino también de los pequeños desarrollos que aportan al problema global. Un ejemplo es la mejora de la eficiencia energética de distintas máquinas utilizadas de manera extendida (por ejemplo, los electrodomésticos). Cualquier mejora en la eficiencia de los procesos actuales es un ahorro potencial de energía sin sacrificio de bienestar, y por ende debe ser un objetivo importante para cualquier empresa.

Para lograr un avance en la tecnología no basta con tener un grupo de gente talentosa, sino que se necesita un plan de investigación. Deben existir líneas de investigación energética prioritarias en las cuales se concentren los mayores esfuerzos en términos de recursos humanos y de subsidios por parte del Estado. Esto está a cargo del Gabinete Científico-Tecnológico (GACTEC) que tiene entre sus funciones más importantes establecer las grandes áreas prioritarias en cuanto a la definición estratégica de mediano y largo plazo, y definir el presupuesto anual de ingresos y gastos del área “Ciencia y Tecnología”⁶⁸. En Argentina, el organismo que nuclea los desarrollos científicos y tecnológicos es el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) creado en 1958. Sus objetivos son⁶⁹, entre otros: fomentar y subvencionar la investigación científica y tecnológica, fomentar el intercambio científico-tecnológico, otorgar subsidios a proyectos de investigación, otorgar pasantías y becas, etc. Respecto de la investigación energética se dan también premios como el Programa de Desarrollo de Energías Limpias impulsado en conjunto con DuPont, y que otorga US\$ 25.000 al mejor proyecto. También a partir de 1997 comenzó a funcionar la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, que a través de sus tres fondos FONCyT, FONTAR y FONSOFT promueve el financiamiento de proyectos tendientes a mejorar las condiciones sociales, económicas y culturales en Argentina. Es responsabilidad de estas

⁶⁸ Fuente: <http://www.mincyt.gov.ar/gactec.htm>

⁶⁹ Fuente: <http://www.conicet.gov.ar>

instituciones articular la promoción de los desarrollos tecnológicos con las necesidades de evolución a mediano/largo plazo de la matriz energética del país.

Una de las cosas que deben tenerse en cuenta es que Argentina posee muchas de las características naturales que hacen que nuevos proyectos energéticos puedan ser viables, por ejemplo zonas de vientos de alta velocidad, zonas amplias de intensa radiación solar, largas costas, etc. Esto quiere decir que no nos limitan tanto los recursos como la capacidad de poder explotarlos de manera eficiente y rentable. Por otro lado, también el país ha sido pionero en muchos desarrollos energéticos, como es el caso de la tecnología nuclear y la eólica (para la cual posee 3 empresas proveedoras nacionales: IMPSA, NRG Patagonia e INVAP). La posibilidad de generar el *know-how* y la gente capacitada reduce ampliamente el nivel de inversiones respecto a un escenario donde estos tuvieran que ser importados. Nuevamente, ésta es una ventaja estratégica que debe aprovecharse mientras se posee.

Como se ve, el desarrollo tecnológico es una actividad de apoyo muy importante al desarrollo de un sistema que pueda aprovechar mejor los recursos energéticos que tiene. Ciertamente es un ámbito que interactúa mucho con los otros 3 vectores de cambio: con la política ya que depende en parte de la promoción que ésta le brinde, con la cultura porque es la base de la formación de los recursos humanos dedicados al desarrollo tecnológico, y con la economía ya que, como cualquier sistema está sometido a presupuestos que tienen que poder ser respaldados con fondos. No se profundiza más en este aspecto dado que no es el centro del debate del presente trabajo.

6.5. CULTURA

Bajo el término “cultura” quedan englobados muchos conceptos muy diversos. Lo que se quiere tratar brevemente aquí es de qué manera la mente de la sociedad argentina y sus hábitos se tendrían que adaptar para poder implementar los cambios necesarios que lleven a una matriz energética sustentable. Redunda decir que el presente no es un estudio psicológico ni sociológico, por lo que el nivel de profundidad con que se tratarán los temas es básico, pero se cree necesario al menos señalarlos por su importancia.

El primer tema importante tiene que ver con los hábitos de consumo energético. Períodos extendidos de muy bajos precios de gas y electricidad fueron modificando los patrones de consumo hacia mayores niveles de uso por hogar. Podría decirse que existen tres categorías de uso de energía, como se muestran en el esquema siguiente:

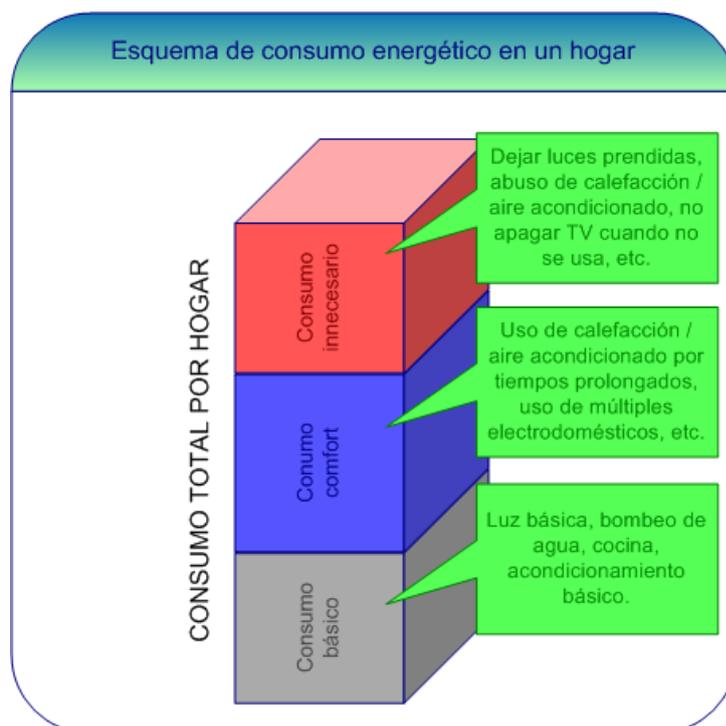


Figura 6.11. Esquema de consumo energético en un hogar

Fuente: elaboración propia

El consumo básico es el mínimo requerido para desarrollar una vida digna, el consumo de *confort* es el que se da para alcanzar un nivel de comodidad medio-alto, y por último el consumo innecesario es el derroche de energía, es decir el uso de la misma sin un propósito útil. La primera categoría debería ser común a todos los hogares, a pesar de que no siempre es así. Las otras dos categorías implican un grado de consumo por encima del mínimo indispensable. Es sabido que a medida que un país se va desarrollando, el consumo per cápita va aumentando, así Estados Unidos tiene un valor 2,5 veces más alto que España, y 5 veces más alto que Argentina [Bobillo, 2007]. Esto se da porque crece el consumo de *confort* conforme crece la riqueza de sus habitantes. No se puede pretender que todos tengan un consumo básico porque no correspondería con las comodidades tecnológicas que se ofrecen en el mercado y con los ingresos de los habitantes, pero sí se puede intentar racionalizar el nivel de *confort* al que se desea acceder. Este es un problema netamente cultural porque implica un grado de conciencia colectiva sobre el impacto de nuestras acciones sobre el medioambiente y la economía. Independientemente de que una persona pueda costear el uso las 24 horas del día de un aire acondicionado, está en la persona auto restringirse en pos de mantener un consumo lógico.

Sin duda el aspecto más importante sobre el que trabajar es en el área de “consumo innecesario” porque es una demanda que se le hace al sistema (con todos los costos asociados) sin un fin determinado. Esto a veces se da en distintas instituciones (escuelas, salones de conferencias, edificios públicos, etc.) cuando las luces permanecen prendidas sin que haya nadie en la sala. Se tiene que entender que la energía es

patrimonio de todos, y que malgastarla es arruinar un recurso costoso. Son los pequeños hábitos los que hacen a un uso racional de la energía y esto tiene que ser inculcado como un valor en todas las etapas de formación de una persona (primaria, secundaria, universidad, etc.). Aun teniendo energía muy barata, esto no puede ser excusa para derrochar porque en ese acto no sólo se compromete a la generación actual, sino también a las generaciones futuras por el daño medioambiental y la depredación de recursos naturales. Hay muchos organismos que publican consejos para un uso más racional de la energía⁷⁰, pero como se dijo, no basta con una campaña publicitaria para cambiar la forma de actuar de la gente; se debe comprender que tomará tiempo, pero tiene que hacerse.

En esta misma línea se tiene que brindar más información sobre las ventajas y desventajas reales de las distintas fuentes energéticas. Esto incluye desmitificar ciertos aspectos de fuentes “controversiales” como la nuclear que con una disposición final bien asegurada del material radiactivo puede ser más amigable al ambiente que un ciclo térmico, o los biocombustibles que no siempre compiten por el uso de su materia prima como alimento (como es el caso del biodiesel y la soja. *Ver sección 5.4*). Lo que se estaría logrando a través de este tipo de educación es en primer lugar la posibilidad de un debate más inteligente y justificado entre las comunidades y los productores de energía, y en segundo lugar, una reducción de las reacciones injustamente negativas que reciben algunas tecnologías.

La formación técnica también debería ser fomentada. Es sabido que en la actualidad de Argentina hay un déficit de graduados de carreras técnicas, como ingenierías o tecnicaturas. El desarrollo de nuevas tecnologías y la fuerza del cambio de paradigmas tienen que venir de la mano de personas capaces de investigar nuevas maneras de transformar energías primarias, y de poder transportarlas de maneras cada vez más inteligentes y eficientes. Desarrollar personas capacitadas es desarrollar *know-how* como país, y en última instancia esto implica estar a la vanguardia y con menores costos, por ser tecnología nacional.

En resumen, difícil como es cambiar la manera en que se comporta la gente, igual de poderoso es el resultado si se logra producir el cambio. Este punto excede completamente el ámbito exclusivo de la energía, y podría extrapolarse a cualquier otro recurso o actividad. El cambio se mide en generaciones, pero aun siendo tan largo el horizonte temporal, se *tiene* que crear una conciencia de que todos somos parte del país y del Mundo, y que de todos depende la sustentabilidad del sistema.

⁷⁰ *Ver por ejemplo:* <http://www.inti.gov.ar/energia/residencial.htm>

6.6. ROMPIENDO DOS PARADIGMAS

Siempre existen paradigmas que rigen la visión que se tiene sobre un problema, y esto no es la excepción para la energía. Existen 2 paradigmas importantes que han guiado el desarrollo energético del país: la dependencia casi exclusiva de los hidrocarburos y la generación centralizada. El primero surgió del crecimiento explosivo que tuvo el petróleo y el gas a través del siglo XX que hizo que se creara un mercado barato y capaz de sostener el avance económico del país (al igual que de muchos otros países). El segundo fue sólo una consecuencia de la manera tradicional de producir y brindar servicios: un conjunto reducido de empresas que generan un servicio y se lo venden a un conjunto de consumidores. La clave aquí es que productores y consumidores son dos entes separados y distintos.

La evolución de nuestro entendimiento de la matriz energética debería romper con estos dos paradigmas en el futuro para poder generar un sistema moderno capaz de afrontar demandas crecientes y mayor interconexión. El paradigma de los hidrocarburos ha contribuido a centralizar la producción energética por el simple hecho de que un individuo no puede decidir producir petróleo en su patio trasero. Así se crearon empresas destinadas a la extracción, y otras encargadas de transformar ese petróleo en otras formas útiles de energía (derivados, electricidad, etc.). Pero si se piensa en las tendencias que vienen, la generación descentralizada sí permitiría que cada vez más personas puedan generar de manera individual su propia energía, e inclusive comercializarla a otros usuarios. Lo que se pretende es romper el esquema de generación y distribución en forma de línea unidireccional y transformarlo en una red interconectada con flujos multidireccionales.

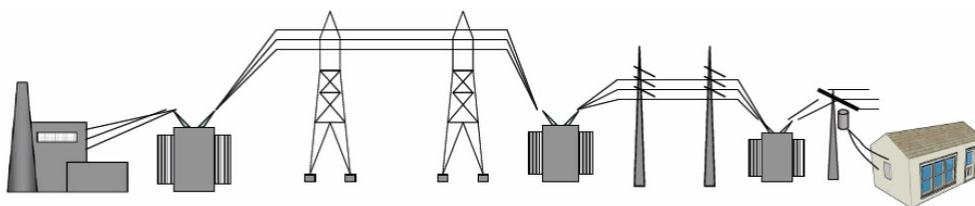


Figura 6.12. Esquema eléctrico actual (centralizado)

Fuente: Tecpetrol

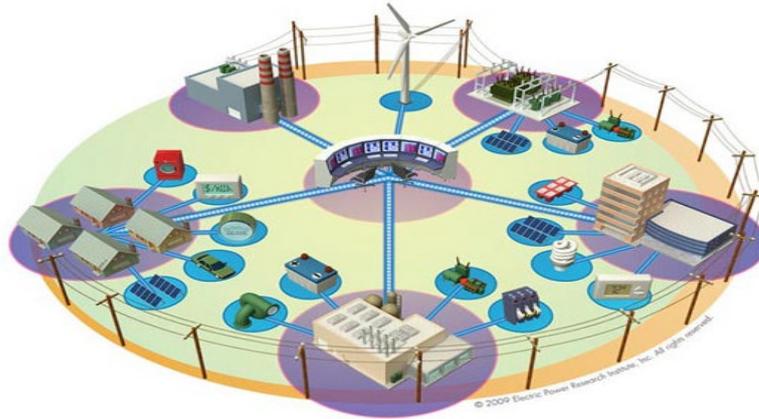


Figura 6.13. Posible esquema eléctrico futuro (descentralizado)

Fuente: Mendo Coast Current⁷¹

Muchos asemejan este cambio al que devino del surgimiento de Internet. No debería sorprender, entonces, que empresas como General Electric y Google se estén aliando⁷² para investigar y desarrollar grillas más inteligentes que permitan usar mejor la electricidad, prevenir cortes, gestionar mejor la información con un acceso transparente para usuarios y productores, y posibilidades de generar energía de manera individual para luego venderla al mercado. Las figuras del productor y del consumidor quedarían reducidas a una misma figura, de la misma manera que con los “productores” y “consumidores” de información en Internet. Cada usuario podrá generar (a través de energías alternativas) la energía que consuma o que venda, y así mediante la suma de esfuerzos colectivos se podría llegar a una oferta que crezca a la par (o aun más rápido) que la demanda.

Cambiar los dos paradigmas no es un proceso fácil ni que dependa de un solo organismo. El cambio de estos sería en última instancia una resultante de la alineación de los vectores de cambio.

6.7. POLÍTICA ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO: ¿REALIDAD O DESEO?

Luego de la amplia discusión que recorre el trabajo resulta pertinente reflexionar hasta qué punto existe la posibilidad real de desarrollar un Plan Estratégico Energético que incorpore algunas de las consideraciones que fueron mencionadas. La respuesta estaría en la voluntad que cada uno de los actores (en términos generales, los cuatro vectores) tiene de trabajar hacia un futuro más sustentable. Si bien existen muchas voluntades individuales (de organizaciones, universidades, empresas, etc.) que pretenden que así

⁷¹ Fuente: <http://mendocoastcurrent.wordpress.com/2009/07/19/ferc-guiding-accelerating-development-of-smart-grid/>

⁷² Fuente: http://www.goodcleantech.com/2009/02/google_ge_host_plug_into_the_s.php

sea, todo parecería indicar que son más las fuerzas que conspiran para mantener el *status quo* que las que buscan el cambio. En primer lugar, debería existir una aceptación y una comunicación clara por parte del gobierno de que la situación energética es crítica, no sólo para la actualidad sino también para las generaciones futuras. Si esto se hiciera se podría cuando menos comenzar a buscar una solución consensuada. Privados de esa voluntad política sería imposible alinear los esfuerzos.

Una vez adoptada una actitud como la descrita, el siguiente paso sería generar una nucleación de los principales actores y buscar una voz en común que supere los intereses sectoriales. Nuevamente aquí se podría producir una segunda barrera al progreso basada en la dificultad de diálogo que presentan las distintas entidades en la actualidad. Pasada esta etapa, si se pudiera encontrar un consenso, se podría generar verdaderamente una política de largo plazo que trascendiera a un gobierno y sirviera para direccionar la evolución del sistema energético.

Más allá de que se crea o no que algún tipo de política de largo plazo puede ser acordada, es importante reconocer que la inacción es solamente otra decisión, con la desventaja de que deja libradas al azar las consecuencias que se puedan sufrir en el futuro. No sincerar y transparentar los precios de la canasta energética sólo hará que el mercado termine ajustándolos de manera abrupta en algún momento (como sucedió con la Ley de Convertibilidad), no desarrollar fuentes alternativas de energía hará que el país sea más dependiente de combustibles importados (y más susceptible a la volatilidad de precios) y que haga mayores daños al medio ambiente, etc. El planteo de una política de largo plazo no quiere decir la solución al problema *sino un compromiso de trabajo hacia la solución*. En el ínterin podría suceder que algunos aspectos del abastecimiento energético empeoren (mayores precios, menor nivel de *comfort* alcanzable, rentabilidades no tan altas, etc.) pero si los cuatro vectores están alineados, con seguridad serán consecuencias que puedan acotarse y que se vivirán con la convicción de que es el camino más indicado para llegar a un modelo energético mejor para todos los actores.

VII. CONCLUSIONES

7.1. CONCLUSIONES

A través del presente trabajo se trataron distintos puntos que se consideraron fundamentales para diseñar una política energética a largo plazo. En primer lugar se llegó a un modelo en computadora que permitió probar el impacto de distintas políticas tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda. Esto permitió que el estudio estuviera enmarcado en un mayor rigor numérico, mayor transparencia, trazabilidad de las decisiones, adicionalmente brindando la posibilidad de que cualquiera que no esté de acuerdo con alguna hipótesis específica pueda cambiarla y correr nuevamente el programa, sin tener que modelizar todo el sistema partiendo de cero. Esto hace que el estudio no sea un documento estático: el modelo estará abierto a todos aquellos que deseen usarlo para seguir estudiando el problema, en base a este punto de partida.

Algunos de los resultados más importantes del estudio se resumen a continuación a modo de conclusión:

Un sistema energético sustentable requiere pensar en un mercado energético que sea factible en términos económicos y ambientales. Para lograrlo es necesario que la política energética reconozca la importancia de trabajar tanto sobre la oferta como la demanda.

En términos de la oferta, uno de los pasos fundamentales es la diversificación de la matriz eléctrica que permita una menor dependencia de los hidrocarburos (especialmente el gas natural). Según las distintas fuentes estudiadas se podría lograr pasar del 57% de energía térmica actual a un 26 % hacia 2030. A su vez, las energías que tomarían mayor preponderancia en la matriz serían las llamadas “energías alternativas”, fundamentalmente la eólica, hídrica y nuclear (y en menor medida geotérmica y solar). Pero si bien este paso es importante, no sería por sí solo una solución definitiva al problema energético. Tendría que venir acompañado de otras políticas como el mayor fomento del uso de los biocombustibles. En este caso, si se comenzaran a mezclar las naftas y gasoil con bioetanol y biodiesel se podrían alcanzar ahorros de importación de entre 4 y 8 MM TEP de petróleo y derivados hacia 2030.

En términos de la demanda, la mayor fuerza que podría contribuir a un sistema sustentable sería el uso racional de la energía. Esto quiere decir descartar el uso innecesario y acotar el uso para *confort*. La potencialidad de un menor ritmo de crecimiento de la demanda residencial es muy grande. Por ejemplo, si la demanda energética por hogar creciera a menores ritmos, como el 1% (en lugar del 3% actual) se podría ahorrar un 13% de electricidad hacia 2030. Más importante sería la reducción de requerimiento de potencia instalada que sería casi 8 GW menos en los 20 próximos años (prácticamente un tercio de lo que se espera que crezca la potencia instalada). Esto

implicaría una gran disminución en la necesidad de inversiones en infraestructura de generación. El autoabastecimiento residencial, aunque con aplicación más restringida, también podría traer ahorros adicionales de hasta 11% de la electricidad consumida.

Una conclusión interesante derivada del análisis de sensibilidad del modelo fue que si el país tuviera una tasa de crecimiento económico (de PBI) del 5% anual (en lugar del 3% esperado), la situación energética podría llegar a ser insostenible en el futuro, con requerimientos de potencia eléctrica adicional que serían el doble que para un crecimiento moderado (casi 60 GW adicionales contra los 30 GW requeridos para un 3% de crecimiento) e importaciones de gas y petróleo alcanzando valores imposiblemente altos (mayores a los 200 MMm³/día para el gas y mayores a 20 MM TEP para el petróleo y derivados hacia 2030). Estas últimas dependerán en gran medida del tipo de crecimiento que sufra la producción de gas y petróleo, que al día de hoy tiene perspectivas de seguir decayendo. De todos modos, sólo en el escenario más pesimista en términos energéticos (crecimiento alto de PBI y caída de producción de hidrocarburos nacionales) se perdería la predominancia⁷³ tanto del gas como del petróleo nacional sobre importados antes del año 2030.

Pero toda planificación energética a largo plazo tiene que tener en cuenta los 4 factores que constituirán dicho cambio: la economía, la política, la tecnología y la cultura. En la primera categoría se destaca la importancia de tener precios de energía que reflejen los costos de producción. Los valores exactos podrían discutirse basándose en los costos de producción, pero algunos economistas⁷⁴ estiman que el gas debería pasar de los 2,6 US\$/MMBTU a un valor cercano a los 3,3 US\$/MMBTU, de la misma manera que la electricidad debería pasar de los 32 US\$/MWh promedio actuales a aproximadamente 100 US\$/MWh. Con estos valores se garantizaría mayores inversiones en infraestructura (tanto de producción como de transporte y distribución), menor derroche por parte de los usuarios y mayor competitividad de fuentes alternativas. Por otro lado, se estimó que diversificar la matriz eléctrica requeriría casi un 70% más de inversión anual que si se continuara instalando ciclos combinados y generación hidráulica, pero podría traer ahorros en importaciones (de gas fundamentalmente) que excederían las inversiones marginales hasta en un 200% (según los precios futuros de los combustibles importados). Todo esto, conjuntamente con el menor efecto que tiene sobre el medio ambiente, funciona como un gran incentivo para diversificar la matriz.

La política debería respaldar el planeamiento energético de largo plazo brindando mayor institucionalidad, organismos autónomos y competentes, y un marco regulatorio actualizado que se cumpla. Adicionalmente debe proveer un marco estable y previsible para atraer inversiones, y debe incentivar el uso de fuentes energéticas alternativas a

⁷³ Se utiliza la palabra “predominancia” para indicar que más del 50% del consumo es de origen nacional.

⁷⁴ Extraído de una entrevista personal al economista especialista en el sector energético Francisco Mezzadri (Septiembre 2009).

través de mecanismos como las FiT, las cuotas obligatorias o los beneficios impositivos. Es responsabilidad del Estado, además, garantizar que todos los ciudadanos tengan acceso a energía a precios razonables, para lo cual se deberían revisar las políticas de discriminación de precios por bloques uniformes moviéndose hacia subsidios más focalizados.

La tecnología debe desarrollarse a través de la generación de *know-how* y profesionales nacionales capaces de encarar los nuevos desafíos que plantea un sistema energético más moderno. El GACTEC debería priorizar los proyectos que tengan usos concretos relacionados con el mejoramiento del sistema.

La cultura será un pilar fundamental para profundizar el cambio. La cultura del buen uso energético debería ser inculcada en todos los órdenes institucionales, entendiendo que los recursos deben abastecer a esta generación como a generaciones futuras, por lo que nuestra decisión hoy afectará a los que vienen. Como parte de la educación también se incluye la mayor información sobre las distintas alternativas energéticas, sus ventajas y desventajas. Se requerirá una sociedad informada para entender los cambios que se necesitarán y para aportar al debate.

En definitiva es un problema que requiere la contribución de todos los sectores del país. Ninguno aislado podrá lograr el cambio fundamental que se requiere, pero la recompensa en caso de lograrlo será un país más competitivo capaz de sostener mayores niveles de crecimiento sin dañar sus recursos ni su economía.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

8. BIBLIOGRAFÍA

Arias, J.M. 2007. *Análisis del abastecimiento gasífero de Argentina hasta el año 2020*. Tesis de Grado en Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Autos serán más limpios y eficientes en los EEUU. Diario El País.
<http://www.elpais.com.uy/090520/pinter-418121/internacional/autos-seran-mas-limpios-y-eficientes-en-los-ee-uu->. Página vigente al 01/10/09.

Bastianon, R. A. 2009. *Situación de la Energía Eólica en la Argentina*. Instituto Argentino de Energía General Mosconi. <http://sitio.iae.org.ar/conferencias/Charla.ppt>. Página vigente al 01/10/09.

Baumann, H. 2007. *Changing household patterns create opportunities for construction, retail and finance*. Euromonitor (Online Information Database).
http://www.euromonitor.com/Articles.aspx?folder=Changing_household_patterns_create_opportunities_for_construction_retail_and_finance&print=true. Página vigente al 01/10/09.

Bobillo, E. 2007. *Proyección del Balance Energético Nacional 2005/2025*. Foro Estratégico para el Desarrollo Nacional.
<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/Petrotecnica/2007-3/Proyecciones.pdf>. Página vigente al 01/10/09.

Bofill, R.M. 2008. *Anuario Estadístico 2008*. Cámara Argentina de la Industria del Aluminio y Metales Afines.
http://www.aluminiocaiama.org/anuario_estadistico/anuario_2008.pdf. Página vigente al 01/10/09.

Cabot, D. *Se consume más electricidad pese a las multas del PUREE*. Nota periodística. Diario La Nación. Edición 03/02/07.
http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=880570. Página vigente al 01/10/09.

Cámara de Industria Química y Petroquímica Argentina (CIQyP).
<http://www.ciqyp.org.ar>. Página vigente al 01/10/09.

Centro Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas. <http://www.conicet.gov.ar>. Página vigente al 01/10/09.

Cerioni, L. y Morresi, S. 2008. *Política Energética Argentina: análisis de la legislación vigente tendiente a promocionar el uso de energías renovables*. Revista Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Volumen 12. Páginas (07) 73-(07) 78.

Chile avanzó en una planta de gas y dejaría de depender de Argentina. Nota periodística. Diario Uno. Edición 23/07/09.
<http://www.diariouno.com.ar/contenidos/2009/06/23/Chile-avanzó-en-una-planta-de-gas-y-dejaría-de-depender-de-Argentina-0071.html>. Página vigente al 01/10/09.

Comisión Nacional de Energía Atómica. <http://www.cnea.gov.ar>. Página vigente al 01/10/09.

Community for Energy, Environment and Development (COMMEND). <http://www.energycommunity.org>. Página vigente al 01/10/09.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico Argentino (CAMMESA). <http://www.cammesa.com.ar>. Página vigente al 01/10/09.

De Ambrosio, M. 2007. *Ya es posible construir en el país casas con energías alternativas*. Nota periodística. Diario Perfil. Edición 07/10/07. <http://www.diarioperfil.com.ar/edimp/0199/articulo.php?art=3086&ed=0199>. Página vigente al 01/10/09.

Delacámara, G. 2008. *Guía para decisores: análisis económico de externalidades ambientales*. Comisión Económica para América Latina y El Caribe (Naciones Unidas). <http://www.cepal.org/publicaciones/xml/7/33787/LCW-200.pdf>. Página vigente al 01/10/09.

Delacámara, G. y Azqueta, D. 2007. *Análisis económico de los costos externos ambientales de la generación de energía eléctrica*. Comisión Económica para América Latina y El Caribe (Naciones Unidas). http://bav.agenciaambiental.gob.ar/repositorio/files/mariela/analisiseconomicodeoscosto_sexternos.pdf. Página vigente al 01/10/09

Donato, L. B. 2008. *Estimación del consumo potencial de gasoil para las tareas agrícolas, transporte y secado de granos en el sector agropecuario*. Instituto de Ingeniería Rural. <http://www.inta.gov.ar/iir/info/documentos/gestion/consumo2.pdf>. Página vigente al 01/10/09.

Ente Nacional Argentino Regulador del Gas (Enargas). <http://www.enargas.gov.ar>. Página vigente al 01/10/09.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). <http://www.enre.gov.ar>. Página vigente al 01/10/09.

Fernández Bussy, J.J. 2008. *Bioetanol: consideraciones generales. Ley Nacional Argentina N° 26.334*. Biodiesel.com.ar (periódico virtual especializado). <http://www.biodiesel.com.ar/?p=812>. Página vigente al 01/10/09.

Fernández, O.H. et al. 2009. *Estado de la Industria Eólica en Argentina 2009*. Cámara Argentina de Energías Renovables. <http://www.argentinarenovables.org/archivos/EstudioEolicoCADER2009.pdf>. Página vigente al 01/10/09

Fondo Monetario Internacional (FMI). <http://www.imf.org>. Página vigente al 01/10/09.

Gabinete Científico-Tecnológico (GACTEC). <http://www.mincyt.gov.ar/gactec.htm>. Página vigente al 01/10/09.

García Bartelt, M. 2009. *Será escalonada la inclusión de bioetanol en naftas para 2010*. Nota periodística. Diario La Nación. Edición 29/04/09. http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1122972&high=biocombustibles. Página disponible al 01/10/09.

Google, GE host 'Plug into the Smart Grid' Event. *Periódico digital*. Good Clean Tech. Edición 17/02/09. http://www.goodcleantech.com/2009/02/google_ge_host_plug_into_the_s.php. Página vigente al 01/10/09.

Guzmán, O.M. 2009. *Eficiencia energética: un panorama regional*. Nueva Sociedad. <http://www.nuso.org/upload/anexos/GuzmanEE.pdf>. Página vigente al 01/10/09.

Herrera Vegas, R. *Alternativas en el almacenamiento de energía*. Nota periodística. Diario La Nación. Edición 22/07/09. http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1153502. Página vigente al 01/10/09.

Instituto Nacional de Estadística de España. <http://www.ine.es>. Página vigente al 01/10/09.

Instituto Nacional de Tecnología Industrial. <http://www.inti.gov.ar>. Página vigente al 01/10/09.

International Energy Agency. 2008. *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*. SourceOECD Energy. Volumen 2008. Número 6.

Koyfman, A. 2009. *Aluminium Price Outlook*. Gold World (periódico virtual especializado). <http://www.goldworld.com/articles/aluminum-price-outlook/415>. Página vigente al 01/10/09.

Kozulj, R. 2008. *El sector energético argentino. Situación y perspectivas*. Fundación Bariloche. <http://www.fundacionbariloche.org.ar/novedades/data/files/Fenix.pdf>. Página vigente al 01/10/09.

Lapeña, J. et al. 2009. *Propuesta de una Política de Estado para el Sector Energético Argentino*. Instituto Argentino de Energía General Mosconi. <http://www.iae.org.ar/Una-politica-de-estado-para-el-sector-energetico.pdf>. Página vigente al 01/10/09.

Ley 17.319 (Argentina)– “Ley de Hidrocarburos”. Disponible desde: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/17319.htm>. Página vigente al 01/10/09.

Ley 26.190 (Argentina)– “Régimen de Fomento Nacional de Energías Renovables”. Disponible desde: <http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm>. Página vigente al 01/10/09.

Messi, E. *Energía Nucleoeléctrica en la Argentina: El Futuro*. Revista Proyecto Energético. Año 26. Número 85. Páginas 12-15.

Montamat, D.G. 2005. *Una Estrategia Energética Sustentable para el Siglo XXI: gas natural de la región y paulatina inserción de fuentes primarias alternativas*. Fundación Creer y Crecer.

<http://www.creerycrecer.org.ar/recursos/483/Una%20estrategia%20energética%20sustentable%20para%20el%20siglo%20XXI.pdf>. Página vigente al 01/10/09.

Navajas, F.H. 2008. *Tarifa social en el sector energético en la Argentina*. Revista Proyecto Energético. Año 26. Número 85. Páginas 19-21.

Neuquén prorroga concesiones a YPF. Nota periodística. Diario La Nación. Edición 24/09/08.

http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1052935. Página vigente al 01/10/09.

Núñez, G. 2008. *Tendencias en Generación Nucleoeléctrica*. Boletín Informativo IPA. Año 13. Número 52. Páginas 17-43.

Oviedo, J. 2009. *Transporte público: es barato pero no hace utilizar menos el auto*. Nota periodística. Diario La Nación. Edición 10/07/09.

http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1137715. Página vigente al 01/10/09.

Perossa, M.L. 2006. *El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en Argentina*. Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana. Número 63. Julio 2006.

<http://www.eumed.net/coursecon/ecolat/ar/2006/mp-mdl.htm>. Página vigente al 01/10/09.

Pugnaroni, L.A. 2008. *El futuro de los biocombustibles en Argentina*. Ciencianet.com.ar (periódico virtual especializado). <http://ciencianet.com.ar/260/el-futuro-de-los-biocombustibles-en-argentina>. Página vigente al 01/10/09.

Risso, D.A. 2006. *La refinación en Argentina*. Jornadas Latinoamericanas de Refinación. <http://www.gnc.org.ar/downloads/Daniel%20Risso,ESSO.ppt>. Página vigente al 01/10/09.

Rocha, L. 2008. *Las grandes obras para la ciudad están demoradas o sin definición*. Nota periodística. Diario La Nación. Edición 07/09/08.

http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1047424. Página vigente al 01/10/09.

Sajaroff, S.M. 2008. *Operación de las centrales térmicas con combustibles líquidos: experiencia de Central Dock Sud*. Revista Petrotecnia. Año 49. Número 5. Páginas 22-36.

Sruoga, A. 2009. *Perspectivas de Suministro en el Sector Energético en el Corto y Mediano Plazo*. Instituto Argentino de Energía.

http://sitio.iae.org.ar/conferencias/Presentaci%C3%B3n_12mayo2009.ppt.

Página vigente al 01/10/09.

St. James, C. 2009. *Estado de la industria argentina del biodiesel. Reporte primer trimestre 2009*. Cámara Argentina de Energías Renovables.

<http://www.argentinarenovables.org/archivos/AnalisisSituacionBiodiesel2009.pdf>.

Página vigente al 01/10/09.

St. James, C. 2009. *Estado de la industria argentina del biodiesel. Reporte segundo cuatrimestre 2009*. Cámara Argentina de Energías Renovables.
<http://www.argentinarenovables.org/archivos/BiodieselSegundoCuatrimestre2009.pdf>.
Página vigente al 01/10/09.

St. James, C. 2009. *La Argentina y los biocombustibles de segunda y tercera generación*. Cámara Argentina de Energías Renovables.
<http://www.argentinarenovables.org/archivos/BiocombustiblesGeneraciones.pdf>. Página
vigente al 01/10/09.

Tizado, M.T. 2006. *El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado*. Tesis de Grado en Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Tuccillo, J. I. 2008. *Sistemas eólicos de generación de energía con almacenamiento en hidrógeno: Análisis de la tecnología y perspectivas de mercado en la Argentina*. Tesis de Grado en Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Viglione, A. *El crudo por las nubes y la lluvia de gasoil sobre el campo*. Nota periodística. Diario Perfil. Año 2. Número 0206.
<http://www.diarioperfil.com.ar/edimp/0206/articulo.php?art=3875&ed=0206>. Página
vigente al 01/10/09.

Workman, D. 2008. *Countries dependent on oil imports*. Suite101.com (periódico virtual especializado).
http://import-export.suite101.com/article.cfm/countries_dependent_on_oil_imports.
Página vigente al 01/10/09.

IX. GLOSARIO

9. GLOSARIO

ADEFA: Asociación de Fábricas de Automotores Argentina

AP: Autoproductores

BEN: Balance Energético Nacional

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Sociedad Anónima.

CC: Ciclo combinado

CONICET: Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas

CNEA: Comisión Nacional de Energía Atómica

DI: Ciclo Diesel

Eo: Energía eólica

FADEEAC: Federación Argentina de Entidades Empresarias del Autotransporte de Cargas.

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GSP: Generadores de Servicio Público

IAE: Instituto Argentino de Energía

IBAPE: Instituto Buenos Aires de Planeamiento Estratégico

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos

LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning System

MDL: Mecanismos de Desarrollo Limpio

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MRP: Margen de Reserva de Planeamiento

Nuc: Energía nuclear

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SE: Secretaría de Energía

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo

TG: Turbina de gas

TV: Turbina de vapor

X. ANEXOS

ANEXO 1

A.1.1. Elección del Margen de Reserva de Planeamiento (MRP)

El MRP fue elegido estudiando su evolución durante los últimos años. Por definición, este se mide como:

$$MRP = 100.(Capacidad\ del\ módulo - Carga\ Pico) / Carga\ Pico \quad (10.1)$$

Debe mencionarse que la capacidad del módulo (la suma de capacidades del sistema) debería referirse a la capacidad considerada como “firme”, es decir aquella de la que se puede depender con alto grado de certeza. Las distintas generadoras eléctricas tienen en la práctica distintos niveles de “firmeza”, siendo menor el de las hidroeléctricas que el de las térmicas, por ejemplo. Pero determinar y cuantificar esta firmeza no es sencillo, por eso se decidió tomar un “MRP aparente” calculado con la capacidad total, y no únicamente la firme⁷⁵. Esto no trae mayores problemas porque luego se corrige al elegir una restricción de MRP más alta. La ventaja de hacerlo así es que resulta más sencillo estudiar los valores tomados por esta variable en el pasado. A continuación se detallan en forma gráfica:

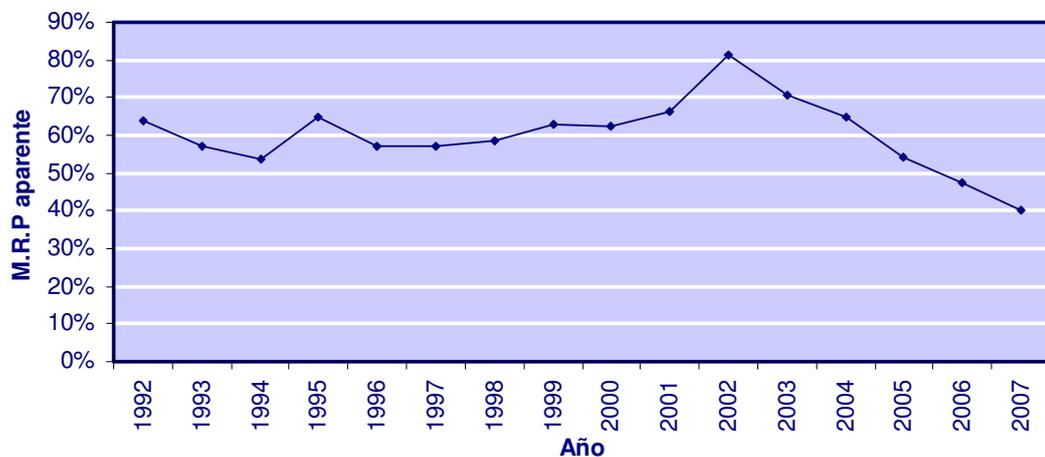


Figura 10.1. Evolución histórica del MRP aparente

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE y CAMMESA

El MRP aparente ha caído en el último tiempo desde valores tan altos como el 80 % en 2002 a la mitad en 2007. En general, el manual de uso de LEAP recomienda que el

⁷⁵ Quedan fuera de la sumatoria de capacidad, los autoprodutores. De esta manera se puede asegurar que el Sistema de Servicio Público sea planificado con independencia de lo que decidan los privados en materia de energía.

MRP tome valores cercanos al 30% que suelen ser los que comúnmente se usan en el sector eléctrico. Pero como ya se mencionó, al tomar un MRP aparente, el valor de restricción debe ser mayor para contabilizar el efecto de la falta de firmeza de ciertas tecnologías. Así se creyó que se produciría un leve incremento hacia 2015 hasta alcanzar 45%, estabilizándose en ese valor. Planificar con restricciones más altas significaría por un lado tener más seguridad en el sistema (es decir, asegurarse de que se puedan cubrir picos mayores) pero también inversiones mucho más onerosas. Como se cree que 45% es un valor aceptable y no se desea sobredimensionar las inversiones, se descartaron MRP aparentes mayores.

ANEXO 2

A.2.1. Incorporación de capacidad exógena programada para la generación eléctrica

Las únicas incorporaciones programadas son las que se sabe con alto grado de certeza que serán completadas para las fechas propuestas. Quedan afuera de esta lista proyectos tentativos que se encuentren en fases de pre-factibilidad o factibilidad, y que por ende no hayan sido aprobados. Para el caso de las hidroeléctricas esto incluye la represa Corpus Christi y Garabí, entre los más grandes. Como ampliación de potencia de origen nuclear, si bien se conocen los planes de adicionar generadores más allá de los de Atucha II hacia mitad de la siguiente década, no son compromisos seguros. Así, quedan únicamente las potencias listadas a continuación⁷⁶:

Nombre	Tipo	Año de incorporación	Potencia
Térmico			
Manuel Belgrano	CC	2009 (mediados)	800 MW
Timbúes	CC	2009 (mediados)	800 MW
GENELBA	TG	2009	180 MW
CC Pilar	TG	2010	160 MW
Nuclear			
Atucha II	Nuc	2011	745 MW bruta
Embalse ⁽¹⁾	Nuc	2011 a 2012 (mediados)	(648 MW)
Embalse Mant.	Nuc	2012 (mediados)	683 MW
Hidráulico			
Caracoles	Hid	2009	125 MW
Yacyretá ⁽²⁾	Hid	2010	200 MW
Yacyretá ⁽³⁾	Hid	2011	850 MW

Tabla 10.1. Cronograma de incorporación y retiro de potencia

(1) Se incluye la baja de potencia producida durante los 18 meses que durará el mantenimiento y re-puesta en marcha de la central Embalse Río Tercero, para extender su vida útil. Como puede verse, la central funcionará, luego de finalizada la operación, con 35 MW adicionales.

⁷⁶ Fuentes:

- Revista Proyecto Energético, IAE, marzo/abril 2009
- Sruoga, Alejandro, *Perspectivas de Suministro en el Sector Energético en el Corto y Mediano Plazo*, mayo 2009.
- Montamat, Daniel Gustavo, *Una Estrategia Energética Sustentable para el Siglo XXI: gas natural de la región y paulatina inserción de fuentes primarias alternativas*, septiembre 2005.

(2) Elevación de la cota de 78,5 m a 80 m. Verdaderamente se realizará en Diciembre de 2009, pero se considera que recién en 2010 entrará en funcionamiento.

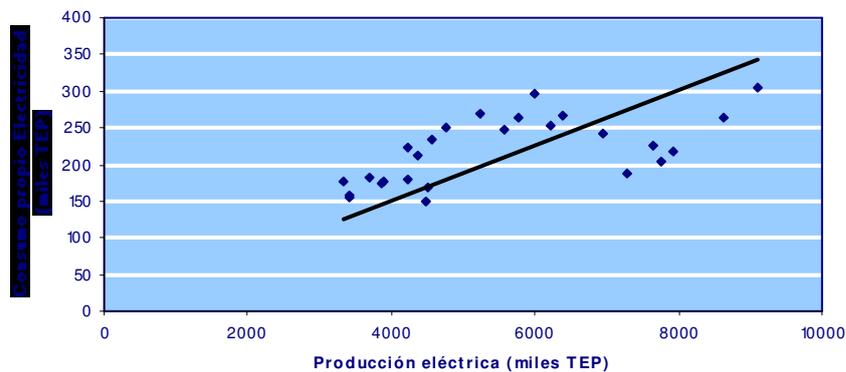
(3) Elevación de la cota de 80 m a 83 m.

ANEXO 3

A.3.1. Correlación entre consumo propio y producción eléctrica

Debido a limitaciones propias del programa, y de la información obtenida, no se puede asociar un consumo certero a cada uno de los procesos de transformación, que sería la manera más correcta de calcular el consumo propio. Sin embargo, se observó que el consumo propio del sector transformación está más directamente correlacionado con la generación eléctrica.

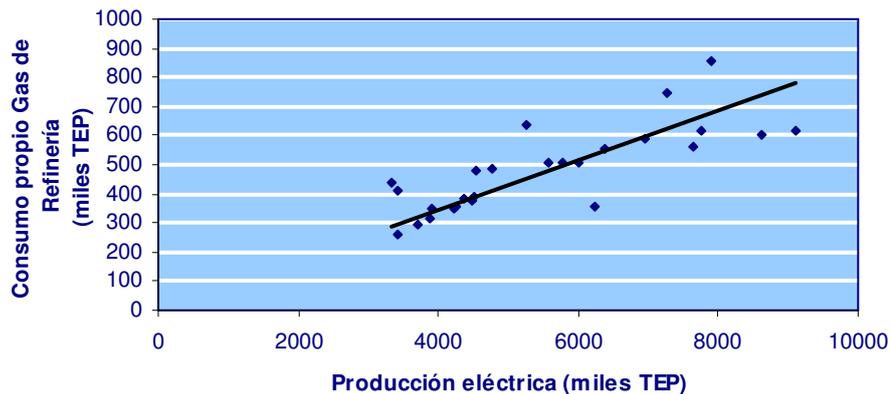
Esto no quiere decir que el único sub-sector que tenga consumo propio sea el de los generadores, sino que éste es el que mejor sintetiza los movimientos de la transformación como sector agregado. Es por eso que se lo eligió como el *driver*. Los siguientes gráficos muestran la correlación entre el consumo de los 3 principales energéticos (los demás se desprecian por representar sólo un mínimo del total).



$$R^2 = 0,75$$

Figura 10.2. Regresión entre consumo propio de electricidad y producción eléctrica

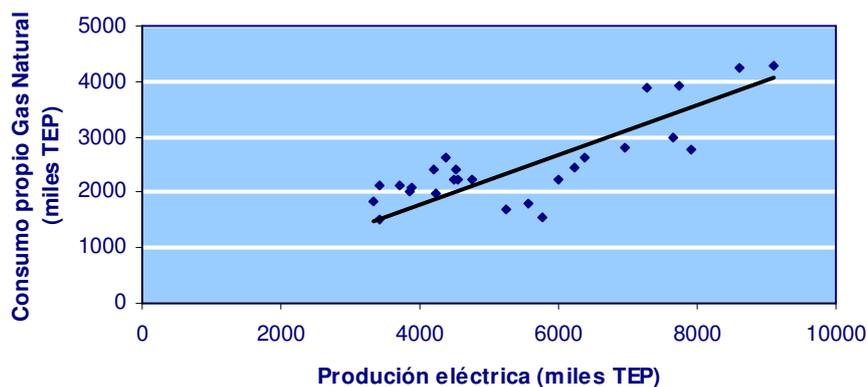
Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN (1980 a 2005)



$$R^2 = 0,79$$

Figura 10.3. Regresión entre consumo propio de gas de refinería y producción eléctrica

Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN (1980 a 2005)



$$R^2 = 0,80$$

Figura 10.4. Regresión entre consumo propio de gas natural y producción eléctrica

Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN (1980 a 2005)

El consumo propio de fuel-oil no se toma en cuenta ya que si bien en años anteriores representó un uso importante, ha venido decayendo a través del tiempo, y se cree que seguirá con esta tendencia. Por otro lado, los análisis de correlación no fueron representativos dando signo negativo (mayor producción energética, menor consumo propio de fuel-oil) que resulta ilógico.

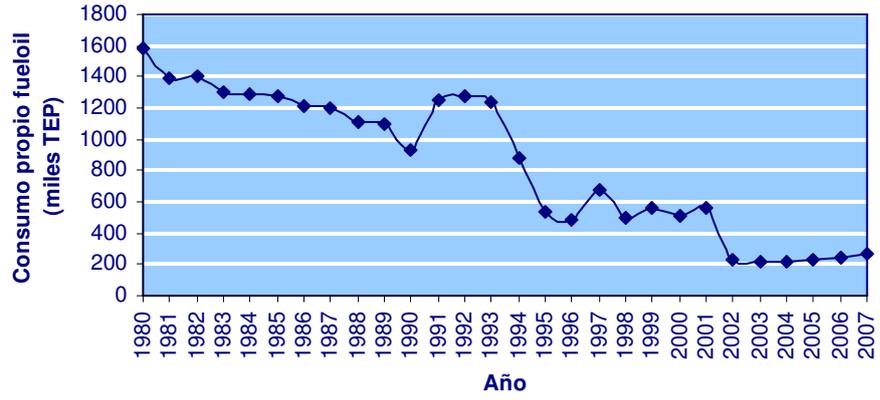


Figura 10.5. Evolución histórica del consumo propio de gasoil
Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN (1980 a 2007)

ANEXO 4

A.4.1. Información utilizada para el cálculo estimado de inversión en generación

El monto de inversión estimado se basó en la siguiente tabla de datos:

Costo de Capital (US\$/kW)	
Viento	2200
Solar CSP	4500
CC(gas)	500
Nuclear	1925
Mini Hidro	2000
Geotérmica	3900
Carbón Pulv.	2000
Carbón IGCC	3000

Tabla 10.2. Costo de capital de distintas tecnologías de generación

Estos datos fueron proporcionados por Tecpetrol, exceptuando a los CC y Nuclear (para los cuales Tecpetrol proporcionaba valores demasiado altos comparado con lo mostrado por otras fuentes de información) que fueron extraídos de un estudio de la consultora Montamat y Asociados.

Los cálculos de inversiones se hicieron tomando el período 2010-2030, ya que en el momento de elaboración de la tesis (fines de 2009) las inversiones en 2009 se podrían considerar despreciables. Los valores concretos de inversión año a año son los que se muestran en la siguiente página.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	MMUS\$																				
Hidro Punta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbina Vapor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbina Gas	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo Combinado	1.300,00	1.000,00	500	1.000,00	1.000,00	1.000,00	500	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	500	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.500,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Eolica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Base	0	700	700	350	700	700	700	350	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	1.050,00
Nuclear	24,25	24,25	341	342	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Anual	1.629,49	1.875,30	1.698,09	1.855,37	1.869,91	1.876,70	1.383,77	1.541,12	1.898,77	1.906,72	1.914,99	1.423,59	1.932,53	1.941,83	1.951,50	1.961,56	1.972,03	2.482,91	1.994,22	2.005,99	2.368,23

TOTAL CAPITAL
US\$
0
0
0
0
10.150.000.000
0
27.300.000.000
0
0
0

TOTAL PROMEDIO 37.450 MM US\$
1.873 MM US\$/Año

Tabla 10.3. Inversión en generación, año a año (Escenario de Referencia)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$						
Hidro Punta	0	0	50	50	646	50	1.310,00	50	2.220,00	2.500,00	50	820	1.380,00	50	820	50	1.030,00	50	50	50	50
Turbina Vapor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbina Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo Combinado	1.300,00	1.500,00	1.000,00	1.000,00	500	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolica	50	100	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	300	300	300	300	350	350	350	350
Hidro Base	0	0	0	0	255	0	540	0	930	1.050,00	0	330	570	0	330	0	420	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	750	750	0	0	0	750	750	0	0	0	750	750	0	0	750	750
Solar	10	0	0	40	0	50	0	0	100	0	0	100	0	0	100	0	100	0	0	100	0
Geotermal	0	0	50	0	0	100	0	0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	200	0	0	0
Total	1.665,24	1.848,05	1.798,09	1.845,37	1.820,91	1.876,70	3.033,77	491,12	3.698,77	4.006,72	1.264,99	2.673,59	2.482,53	591,83	1.801,50	1.361,56	1.472,03	2.282,91	694,22	1.555,99	1.468,23

TOTAL CAPITAL
US\$
22.552.000.000
-
-
-
2.900.000.000
12.100.000.000
8.850.000.000
11.550.000.000
2.700.000.000
2.145.000.000

TOTAL PROMEDIO 62.797 MM US\$
3.140 MM US\$/Año

Tabla 10.4. Inversión en generación, año a año (Escenario Diversificado)

A.4.2. Hipótesis para una estimación de ahorro en importaciones de gas

Los cálculos estimados de ahorro en importación surgen en primera instancia de las simulaciones de LEAP. Corriendo el modelo para el escenario de referencia y diversificado se pudo obtener la evolución de importaciones (ver figura 5.7).

Ese nivel de importaciones podría ser cubierto a futuro de distintas maneras: a través de importación de gas de Bolivia, a través de importación y regasificación de GNL o mediante la sustitución de gas por combustibles líquidos. Las alternativas fueron presentadas en orden creciente de costo. Se descartó la posibilidad de que se haga mayor sustitución de gas por combustibles líquidos por 2 razones: es más caro y daña más la maquinaria de generación eléctrica. Independientemente de esto, incluir la alternativa de sustitución de gas por líquidos sería ampliar el margen de ahorro para la alternativa de diversificación, pero no cambia las conclusiones extraídas de los cálculos.

En términos del gas importado desde Bolivia, en Octubre del 2006 se había firmado un contrato en el que se pactaban 27,7 MMm³/día a partir de 2010. Hoy se sabe que Bolivia no está en condiciones de cumplir esa cantidad en ese plazo, sin embargo se considera el valor pactado como un objetivo a cumplir hacia 2015. Los 5 años adicionales servirán para que la oferta boliviana pueda crecer hasta el valor acordado, como se ve a continuación:

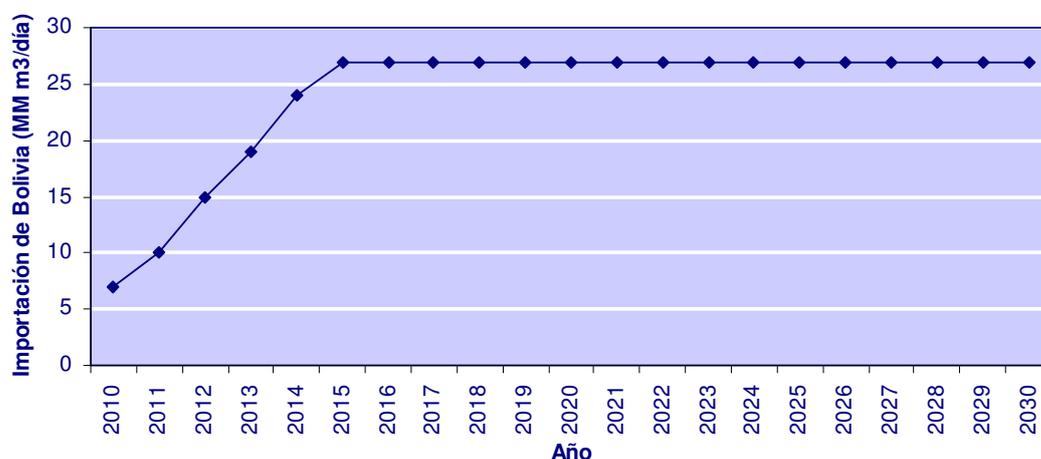


Figura 10.6. Evolución proyectada de importación de gas desde Bolivia

Más allá de ese límite no se considera que Bolivia pueda ofrecer más gas en el futuro ya que no existe ningún indicio que así lo demuestre. Ambos casos (referencia y diversificado) deberán importar todo el gas boliviano ofrecido ya que durante los primeros años las importaciones en los dos escenarios superan la posibilidad de oferta de Bolivia. Es por esta razón que no existe ahorro entre los dos en este aspecto. Los ahorros reales se darían en las menores importaciones de GNL para el escenario diversificado. Éstas se calcularon restando de las necesidades de importación, el gas

importado desde Bolivia, y pasándolo a las unidades en que se maneja el GNL (MMBTU). El ahorro de importaciones del escenario diversificado respecto del de referencia se da en el siguiente gráfico:

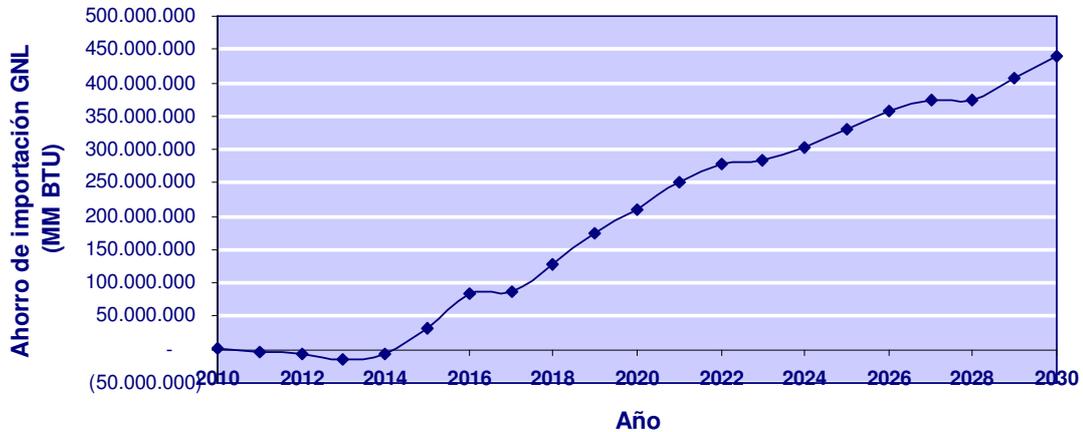


Figura 10.7. Proyección de ahorro de importación de GNL (Diversificado respecto de Referencia)

Durante los primeros 4 años no hay ahorro (e inclusive hay desahorro), pero luego esta situación se revierte marcadamente. Los precios adoptados para los cálculos de ahorro fueron los siguientes:

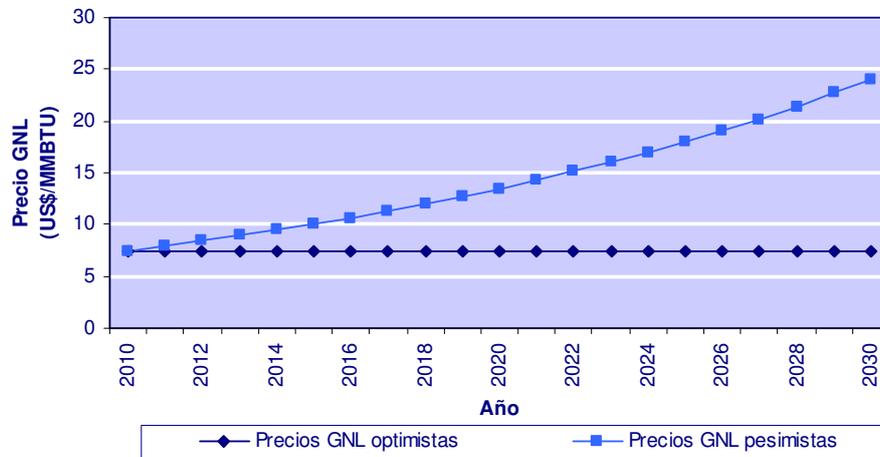


Figura 10.8. Precio GNL importación (US\$ nominales)

Con estos datos se calcularon los ahorros de importación de gas mencionados en el capítulo 6.

ANEXO 5

FUENTE	DENSIDAD Kg/lt	Poder Calorífico Inferior		Poder Calorífico Superior		Factor de Conversión a kep (sobre PCI)		
		kcal/lt kcal/m ³	kcal/kg kcal/m ³	kcal/lt	kcal/kg	lt a kep	kg a kep	kWh a kep
Aeronaftas	0,709	7.374	10.400	8.012	11.300	0,7374	1,04	
Alcohol de Quemar	0,789	6.080	-	6.400	-	0,608	-	
Aserrín	-	-	1.800	-	1.995	-	0,18	
Bagazo	-	-	1.500	-	2.000	-	0,15	
Butano	0,567	6.180	10.900	6.735	-	11.878	-	1,09
Carbón de Leña	-	-	6.500	-	7.500	-	0,65	
Carbón Mineral (importado)	-	-	7.200	-	7.500	-	0,72	
Carbón Mineral (nacional) (*)	-	-	5.900	-	6.200	-	0,59	
Carbón Residual	1	-	7.600	-	7.900	-	0,76	
Cáscara de Arroz	-	-	2.300	-	3.000	-	0,23	
Coque	-	-	6.800	-	7.500	-	0,68	
Coque de Carbón Residual	-	-	7.200	-	7.800	-	0,72	
Corteza/chips de leña	-	-	4.600	-	-	-	0,46	
Diesel Oil	0,88	8.800	10.000	9.416	10.700	0,88	1	
Electricidad	-	-	860 kcal/kWh	-	-	-	-	0,086
Etano	1,27	14.413/m ³	11.350	15.746	12.399	1,4413	1,135	
Etanol	0,794	5.082	6.400	5.633	7.092	0,5082	0,64	
Fuel Oil	0,945	9.261	9.800	9.923	10.500	0,9261	0,98	
Gas de Alto Horno de C. de Coque	-	800/m ³	-	905/m ³	-	0,080 de m ³	-	
Gas de Alto Horno de C. de Leña	-	950/m ³	-	1.055/m ³	-	0,095 de m ³	-	
Gas Licuado	0,537	-	10.950	6.418	11.951	-	1,095	
Gas Natural (m3)	-	8.300	-	9.300	-	0,83	-	
Gas Oil	0,845	8.619	10.200	9.211	10.900	0,8619	1,02	
Gas Residual de Petróleo (m3)	-	8.500	-	9.000	-	0,85	-	
Kerosene y Comb. Jets	0,808	8.322	10.300	8.945	11.070	0,8322	1,03	
Leña Blanda	-	-	1.840	-	2.940	-	0,184	
Leña Dura	-	-	2.300	-	3.500	-	0,23	
Licor Negro	-	-	3.600	-	-	-	0,36	
Maíz de Maíz	-	-	2.300	-	3.000	-	0,23	
Metanol	0,8	3.818	4.773	4.345	5.431	0,3818	0,477	
Mezcla 70-30	0,91	8.995	9.885	9.638	10.591	0,8995	0,988	
Naftas	0,735	7.607	10.350	8.232	11.200	0,7607	1,035	
Otros Residuos Vegetales	-	-	1.760	-	2.310	-	0,176	
Papeles	-	-	1.620	-	1.796	-	0,162	
Petróleo Crudo	0,885	8.850	10.000	9.293	10.500	-	1	
Propano	0,508	5.588	11.000	6.102	12.013	-	1,1	
Uranio Levemente Enriquecido	-	-	235.089.600	-	-	-	15.292,18	
Uranio Natural	-	-	152.921.760	-	-	-	23.508,96	

(*) Sobre base húmeda

1 kep = kilo equivalente de petróleo = 10.000 kcal

Tabla 10.5. Conversión energética utilizada

Fuente: Secretaría de Energía