



**TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**MODELO SIMPLIFICADO DE LA MATRIZ
ENERGÉTICA ARGENTINA**

Autor: Francisco José Galtieri

46.397

Directores de Tesis:

Ing. Hernán Varela y Ing. Marcelo Stainoh

2011

ABSTRACT

En el presente trabajo se analiza la matriz energética Argentina, confeccionando un modelo simplificado de la misma. Este modelo es un sistema compuesto por tres partes: oferta, transformación y demanda. Estos tres módulos son analizados en detalle, segmentados convenientemente, y pronosticados a 10 años en el futuro. Diversos escenarios son simulados, con el fin de estimar los efectos de distintos planes de acción a llevar a cabo. El objetivo final de este trabajo es poder recomendar una serie de medidas a tomar en el medio y largo plazo para lograr una planificación estratégica sustentable y con autoabastecimiento.

CONCEPTOS CLAVE

Matriz energética argentina, simulación, crisis energética, diversificación de la matriz, liberación de retenciones y tarifas, energías alternativas, declinación de hidrocarburos, dependencia de fuentes fósiles, plan energético a largo plazo.

ABSTRACT (ENGLISH)

This study analyzes the Argentinian Energy System, compiling a simplified model of it. This model is a system composed of three parts: supply, transformation and demand. These three modules are discussed in detail, segmented properly and predicted with a 10 year horizon. Various scenarios are simulated to estimate the effects of different action plans to perform. The ultimate goal of this paper is to recommend a series of measures in the medium and long term to achieve a sustainable and self-sufficient strategic planning.

KEYWORDS

Argentinian energy system, simulation, energetic crisis, energy sources diversification, lowering of taxes, alternative energies, oil and gas production decrease, dependence of fossil fuels, long term energetic plan.

RESUMEN EJECUTIVO

La situación actual de la matriz energética argentina es muy compleja, en un marco de una gran regulación de tarifas y precios de combustibles, una reactivación de las inversiones en potencia instalada convencional, una alta declinación de las producciones de hidrocarburos, un aumento de las importaciones energéticas y un contexto internacional en donde las energías alternativas cada vez toman más preponderancia.

El problema energético es sistémico, dado que involucra a una gran cantidad de actores y tiene un largo horizonte temporal. Debido a esto se decidió crear un modelo simplificado del mismo con el objetivo de poder evaluar su situación actual y hacia dónde se dirige, pudiendo recomendar planes de acción generales para el mediano y largo plazo.

Este modelo se encuentra dividido en tres módulos interconectados entre sí: oferta, transformación y demanda. En el presente trabajo se realiza una desagregación detallada de estos módulos, se estudian sus relaciones y las variables de las cuales dependen para poder pronosticar su evolución futura.

Se concluirá de este trabajo que no solo existe una gran dependencia de los hidrocarburos en la matriz energética sino que de acuerdo a los planes de acción actuales esta situación se mantendrá prácticamente inalterable. Esto significa, en un marco de consumo energético creciente, un aumento en la demanda de estas fuentes. Por otro lado, se pronostica una reducción muy grande en las producciones de gas y petróleo debido en parte al sistema de retenciones y de subsidios en tarifas. Es inevitable que este crecimiento en la demanda y decrecimiento en la oferta lleven a un aumento muy grande en las importaciones de hidrocarburos terminando con el autoabastecimiento de la matriz.

Este trabajo propone un plan de acción con dos pilares fundamentales. En primer lugar, se propone un sinceramiento parcial, progresivo y previsible de las tarifas y una liberación similar de las retenciones. De esta manera se llegaría a una producción de hidrocarburos estable, tendiendo a un autoabastecimiento, evitando cortes de luz y grandes costos de importación en el sistema energético. Aunque, con estas medidas también se incrementarían importantemente las tarifas de gas electricidad y los precios de los combustibles afectando casi todos los sectores de la sociedad.

En segundo lugar, se debe fomentar la diversificación de la matriz energética para evitar en largo plazo la dependencia de los hidrocarburos. Esta diversificación se puede lograr a partir de energía hidráulica, eólica, biodiesel, biomasa, biogás, micro turbinas hidráulicas, etc.

Se considera a estos dos pilares como claves en las futuras políticas energéticas de la Argentina.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 BREVE MARCO INTRODUCTORIO	2
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3 SOLUCIÓN PLANTEADA	4
1.4 OBJETIVOS	4
1.5 PASOS A SEGUIR	5
2. DEFINICIÓN DEL MODELO	7
2.1 INTRODUCCIÓN AL MODELO	8
2.2 LIMITES Y RESTRICCIONES	8
2.3 OTRAS CONSIDERACIONES DEL MODELO	8
2.4 ESCENARIO BASE	9
3. ESTUDIO DE LA OFERTA Y TRANSFORMACIÓN	11
3.1 INTRODUCCIÓN	12
3.2 CENTRALES ELÉCTRICAS	12
3.2.1 Antecedentes históricos del sistema eléctrico argentino	12
3.2.2 Situación del sector antes de la transformación	13
3.2.3 Transformación del sector argentino	13
3.2.4 Potencia instalada y generación	14
3.2.5 Últimos años	14
3.2.6 Pronóstico de capacidad instalada	16
3.2.7. Indisponibilidades	17
3.2.8. Rendimiento y tipo de combustible utilizados	19
3.3. PETRÓLEO Y GAS	20
3.3.1 Reservas	20
3.3.2 Análisis declinatorio	22
3.4 OTRAS PLANTAS TRANSFORMADORAS	25
3.5 CONSUMO PROPIO	26
3.6 IMPORTACION Y EXPORTACION	27
3.7 OTRAS CONSIDERACIONES	28
4. ESTUDIO DE LA DEMANDA	29
4.1 INTRODUCCIÓN	30
4.2 SECTOR INDUSTRIAL	31
4.2.1 Consumos al 2009 de las ramas industriales elegidas	33
4.2.2 Índice de producción industrial	34
4.2.3 Resumen de consumo industrial	34
4.3 SECTOR TRANSPORTE	37
4.3.1 Transporte a través de carreteras	38
4.3.2 Transporte a través de rieles	43
4.3.3 Transporte a través del aire	46
4.3.4 Transporte a través del agua	46
4.3.5 Resumen del consumo para transporte	47
4.4 SECTOR RESIDENCIAL	48
4.4.1 Cantidad de hogares habitados	48
4.4.2 Acceso de los hogares a servicios energéticos	49
4.4.3 Caracterización del consumo de los hogares	50
4.4.4 Niveles de consumo residencial	50
4.4.5 Resumen de consumo residencial	51
4.5 SECTOR COMERCIAL Y PÚBLICO	54
4.5.1 Sector comercial	54
4.5.2 Sector público	55
	i

4.5.3 Resumen de consumo comercial y público	55
4.6 SECTOR AGROPECUARIO	55
4.6.1 Resumen de consumo agropecuario	56
4.7 SECTOR NO ENERGÉTICO	56
4.7.1 Resumen de consumo no energético	57
4.8 RESUMEN DE PROYECCIÓN DE DEMANDA	57
5. RESULTADOS	59
5.1 INTRODUCCIÓN	60
5.2 ESCENARIO BASE	62
5.3 ESCENARIO “MATRIZ DIVERSIFICADA”	67
5.4 ESCENARIO “LIBERACIÓN PARCIAL DEL MERCADO”	72
5.4.1 Retenciones de petróleo y derivados	72
5.4.2 Pesificación y subsidios a tarifas de gas y de electricidad	73
5.4.3 Propuesta liberación parcial del mercado	74
6. CONCLUSIONES	79
7. BIBLIOGRAFÍA	83
8. GLOSARIO	87
9. ANEXOS	89
ANEXO I	90
ANEXO II	91
ANEXO III	92

1. INTRODUCCIÓN

1.1 BREVE MARCO INTRODUCTORIO

La República Argentina convive actualmente con un problema de suministro de energía que afecta a todos los sectores consumidores del país: residenciales, comerciales, industriales, público, agropecuario, etc. Este problema se produjo como consecuencia de un elevado y continuo crecimiento económico desde fines de 2002, y una inadecuada promoción planificada de inversión pública y privada en el sector ya desde la década del 90.

Desde que estalló la crisis energética en Mayo de 2004, se han aplicado una serie de medidas entre las que se destacan el sistema de premios y castigos en el consumo, el aumento de la inversión en generación y distribución, y la restricción en el consumo a industrias y comercios, entre otras. En algunos casos, estas medidas fueron efectivas; en otros, muy rechazadas. En el 2009 esta crisis tal vez aminoró su paso, pero por las razones equivocadas, como las condiciones climáticas favorables y la recesión económica. Esta crisis requiere de soluciones que ataquen las causas, estructurales, debido al carácter estratégico y sensible del sector energético.

El país atraviesa actualmente una situación de escasez. Dicha situación se enmarca en un escenario de restricción de combustibles de todos los tipos, desde el gas natural al gasoil, un aumento de los costos de generación y la dificultad del gobierno de mantener los niveles actuales de subsidios. La restricción de combustibles no hace más que agravar la situación, dado que más de un 40% de la potencia instalada es de tipo térmico. La demanda, por otra parte, no hace más que crecer. El consumo de energía eléctrica aumentó un 46% entre el año 2002 y el año 2008, mientras que la capacidad instalada sólo lo hizo un 17% en el mismo período. En estos últimos dos años y medio las inversiones públicas en centrales eléctricas aumentaron considerablemente pero aun no a una tasa suficiente. Resulta necesaria, pues, la búsqueda de nuevos modelos de mercado que permitan resolver esta situación.

Este proyecto intentara plantear, cual es la gravedad real del estado actual de la Matriz Energética Argentina para luego, buscar soluciones a largo plazo. En el modelo se plantean diversos escenarios, evaluándose sus posibles efectos positivos y negativos con el objetivo de recomendar acciones a seguir.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El problema presentado es de vital importancia para el futuro de la economía argentina. Numerosos actores de la estructura económica y sociopolítica del país se ven directamente afectados por la actual situación energética.

En primer lugar, las industrias se vieron impactadas por cortes de energías, tanto de gas natural como electricidad. La severa restricción energética de la actualidad tiene un efecto adverso en la actividad y en el planeamiento de la producción. La situación de cortes ha disminuido momentáneamente, pero es muy posible que vuelvan a darse en poco tiempo.

Los cortes regulares, en el mejor de los casos, hacen más difícil la planificación de la producción y debido a esto aumentan los costos de almacenamiento. En los casos los que el almacenamiento no es posible, la escasez de energía impide directamente su operación, afectando grandes cadenas de valor y suministros del país y forzando la importación de los productos correspondientes.

Por otro lado, el sector de generación de energía eléctrica fue muy perjudicado por las el marco energético actual. Sea ésta la causa o la consecuencia de la situación actual, la realidad indica que los bajos precios de las tarifas eléctricas afectaron negativamente su generación y a la inversión en el sector. La falta de gas hace que la mayoría de ellas esté forzada al consumo de otros combustibles como el gasoil y fueloil, en cuyo caso no cobran margen por la generación (sólo cubren el costo y un ingreso por potencia disponible). Asimismo el consumo de combustibles alternativos afecta la vida útil de las máquinas, las cuales deben repararse más seguido cuando se consumen éstos, y disminuye la eficiencia de los equipos.

Al igual que a las industrias, a las empresas generadoras de energía eléctrica las afecta en gran medida la falta de estabilidad del mercado, que es afectado un poco por el precio de los combustibles y disponibilidad de los mismos, pero más que nada con los vaivenes políticos, acuerdos, decretos y resoluciones.

El sector residencial parece permanecer al margen de todo esto, siendo el mismo el más favorecido por los cortes, de las cuales es víctima en muchas menos ocasiones en comparación con las industrias. El sector residencial es el principal beneficiado por la política actual de precios de la energía. Sin embargo, tanto en los días más fríos como en los de más calor se sufren restricciones en el abastecimiento de energía eléctrica en hogares. Esto demuestra que los hogares no pueden escapar de la crisis en momentos de grandes restricciones, escenario no inverosímil para los próximos años.

Por último, el gobierno se ve afectado por la situación energética en múltiples aspectos. Por un lado, son cuantiosas las erogaciones que se deben hacer para solventar los gastos del sistema energético. La energía en el país se encuentra fuertemente subsidiada, y el actual desbalance lleva a un crecimiento en los gastos del gobierno para mantener la estructura de subsidios. Por otra parte, la situación se convirtió en uno de los principales problemas desde el punto de vista político, dado que toda reglamentación tendiente a sincerar la situación del mercado energético sólo puede aumentar las tarifas, empeorando la imagen política del gobierno.

El gobierno se ve asimismo frente a un dilema fundamental dadas las restricciones energéticas actuales. Principalmente debe decidir si, dada una escasez de energía eléctrica, privilegiará al sector productivo o al sector residencial. Toda puja y limitación de un sector frente al otro trae conflictos políticos de gran importancia y difícil solución. Mientras tanto, el problema energético puede acarrear grandes problemas económicos, tanto por un aumento de los costos de la energía como por una disminución de la actividad industrial producto de su escasez.

El problema energético argentino tiene sus ramificaciones en el extranjero, dado que como consecuencia de éste se requieren mayores importaciones de energía eléctrica de Brasil, de gas de Bolivia, fueloil de Venezuela y disminuyen las exportaciones de gas a Chile.

Todo planteo de mejora de la situación energética actual puede traer grandes costos políticos y económicos, disparar nuevas crisis locales o con el extranjero, etc., dada la gran complejidad del sistema energético y sus múltiples facetas.

1.3 SOLUCIÓN PLANTEADA

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.

Esta situación que 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.

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. 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.

1.4 OBJETIVOS

Los objetivos del presente trabajo son detallados a continuación:

- Comprender y describir el funcionamiento del mercado eléctrico argentino.
- Definir variables, relaciones y suposiciones para generar un simulador mediante un software de la matriz energética argentina.

- Analizar la situación actual de la matriz energética mediante el modelo.
- Proponer políticas a largo plazo evaluando numéricamente sus resultados y su pre-factibilidad.

No se espera que a partir del presente trabajo cambien de hecho las variables del mercado energético. El programa será evaluado, pues, según su impacto en un modelo de simulación desarrollado específicamente para la tarea. El plan será considerado bueno en la medida que cumpla con los requisitos planteados en el modelo simulado. Los mismos serán detallados más cuidadosamente en capítulos y secciones subsiguientes.

1.5 PASOS A SEGUIR

En el capítulo 2 se da una descripción del modelo utilizado, sus límites y alcance, así como el horizonte temporal a tratar.

En el capítulo 3 y 4 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 5 presenta el resultado de distintas políticas individuales sobre el sistema energético, y el impacto que generan.

El capítulo 6 reúne las conclusiones del trabajo.

Los capítulos 7, 8 y 9 incluyen la bibliografía, glosario y anexos, respectivamente.

2. DEFINICIÓN DEL MODELO

2.1 INTRODUCCIÓN AL MODELO

El modelo desarrollado en este trabajo es un sistema compuesto por tres partes: oferta, transformación y demanda. Estos tres módulos son segmentados en detalle a lo largo de todo el trabajo y se realiza un pronóstico de todas las variables. Para entender este sistema se utilizó el software “Powersim” dado el carácter sistémico del problema a resolver. Se puede ver un esquema detallado del mismo en la sección 5.1

2.2 LIMITES Y RESTRICCIONES

Muchas restricciones se harán evidentes durante el desarrollo de este trabajo. Se destacan las más importantes a continuación:

- **Nivel de desagregación:** 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.
- **Potencia instalada:** se considera a la variación de la potencia instalada como un dato externo al sistema. No se analiza el efecto de una diversificación energética en las empresas generadoras tradicionales, ni su reacción a las posibles variaciones de precio que dicho aumento pueda tener.
- **Fronteras geográficas:** las importaciones se consideran como valores independientes de los países de los que se compran y lo que suceda en ellos.
- **Variables económicas:** El modelo no entrega como output proyecciones de los precios de energía u otras variables de índole económica.
- **Variables climáticas:** asumen temperaturas medias y nivel de lluvias constantes para el escenario base.

2.3 OTRAS CONSIDERACIONES DEL MODELO

El modelo de proyección requirió la fijación de un año base. Este año será el elegido para realizar los pronósticos futuros de las variables tratadas¹. Se eligió el año 2009 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. En ciertos casos solo se obtuvo información de mayor antigüedad, y debió ser actualizada mediante distintos criterios de extrapolación. En el otro extremo, hay información que se actualiza con mayor periodicidad y se llegaron a obtener datos de 2010. 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 2009 como año base, pero la comodidad de adoptarlo hace más sencillo y uniforme la presentación del presente informe.

En cuanto al horizonte de estudio, se tuvo que equilibrar el máximo alcance posible para magnificar la importancia de este trabajo con la posibilidad realista de proyectar las

¹ Es decir, la primera proyección es del año 2010.

8 Ver anexo III.

variables hacia el futuro con un cierto grado medio de confianza. Por esta razón se considero que las proyecciones debían finalizar en el 2020, ya que más tiempo generaría mucha incertidumbre pero menos tiempo no muestra cambios reales en este ámbito.

Por último, con respecto a la unidades a utilizar se tuvo un especial cuidado. 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 Balance Energético Nacional (ver anexo III) 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 2009) con esta información periférica.

Esto se logró adoptando las mismas equivalencias publicadas por la Secretaría de Energía (ver anexo II).

2.4 ESCENARIO BASE

Se denomina “Escenario Base” al conjunto de valores que adoptan las variables del modelo entre los años bajo estudio (2010 a 2020) 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.

El propósito del escenario de base es poder evaluar hacia dónde va la matriz energética argentina si se mantienen las políticas como actualmente son, así como también es útil para comparar con los resultados medidas y escenarios propuestos en este trabajo.

3. ESTUDIO DE LA OFERTA Y TRANSFORMACIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

La modelización de la oferta será subdividida acorde al documento del balance energético nacional (BEN)². En esta etapa se trata la generación de energía o su proceso de transformación. 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 oferta y transformación:

- Centrales eléctricas: utilizan distintas tecnologías asociadas a distintas fuentes energéticas para generar la electricidad consumida por el sistema.
- Operadoras de gas y petróleo: exploran y extraen el petróleo que se utiliza para posterior refinación.
- Otros Centros de Transformación: refinerías, plantas de tratamiento de gas, altos hornos, coqueeras, etc.

3.2 CENTRALES ELÉCTRICAS

3.2.1 Antecedentes históricos del sistema eléctrico argentino

La actividad eléctrica argentina comenzó hacia fines del siglo pasado, con preeminencia en Capital Federal y su área de influencia.

La expansión del sistema se vio impulsada por la creciente demanda manifestada desde 1950 hasta 1980, con una apertura hacia los consumos del interior del país, debido a que todo el sector económico argentino registraba un fuerte proceso de industrialización, y que reclamaba un suministro confiable, que en general no se prestaba. Las empresas que se habían formado no constituían un mercado eléctrico mayorista.

El comportamiento expansivo se desaceleró hacia mediados de la década del 70 puesto que entre 1968 y 1973 fue del 11% anual acumulativo, mientras que para el período siguiente entre 1973 y 1980 fue del 6%.

Hacia 1969, el 87% de la potencia eléctrica instalada era de origen térmico, mientras que la hidroelectricidad participaba con solo el 13% restante. La situación tiende a modificarse a partir de 1972 y se acentúa en 1974 con la incorporación de las primeras turbinas de la central hidroeléctrica de El Chocón, primer eslabón de una serie de aprovechamientos hidroeléctricos como Planicie Banderita, Futaleufú y Salto Grande; al mismo tiempo comenzaban a operar las dos líneas de extra Alta Tensión de 500 KW que unen El Chocón con Ezeiza, constituyendo el comienzo del futuro Sistema Interconectado Nacional (SIN).

² Ver anexo III.

Desde 1987, el Sistema Interconectado Nacional Argentino comenzó a experimentar los síntomas de una crisis que se manifestaba a través de una demanda insatisfecha.

El sistema eléctrico nacional se caracterizó por presentar dos etapas: 1) Etapa correspondiente al período 1960-1980, en el que se produjo un incremento en el consumo de electricidad (3,6% y 12,5% anual), lo que implicó un aumento en la potencia y en la generación de este tipo de energía; y 2) Etapa desarrollada a partir de 1980, en la que se registra una baja en el consumo de energía eléctrica, producto de la difícil situación económica en la que se encontraba el país.

El sector eléctrico, caracterizado por una marcada centralización estatal en todo su ciclo, se encuentra en la etapa de un acelerado proceso de integración del sector privado, tanto en la producción, como en el transporte y la distribución.

3.2.2 Situación del sector antes de la transformación

Hacia el año 1987, técnicos nacionales previeron con causas y consecuencias una futura crisis eléctrica, ya que en ese mismo año el Sistema Interconectado Nacional había comenzado a experimentar síntomas de crisis, lo que se vio reflejada en una demanda insatisfecha.

Esta situación estuvo enmarcada en el desequilibrio presentado por el sistema empresario nacional del sector eléctrico. En esos momentos el diagnóstico era el siguiente:

- Ineficiencia.
- Errores de planificación.
- Problemas para la construcción de nuevas centrales nucleares.
- Baja disponibilidad.
- Exceso de personal.
- Excesivo endeudamiento.
- Elevadas pérdidas de energía.

3.2.3 Transformación del sector argentino

Debido a las diversas situaciones enunciadas anteriormente, el sistema eléctrico se vio sumamente afectado, razón por la que entre 1991 y 1993 se llevaron a cabo importantes modificaciones dentro del sistema; una de las propuestas para lograr el cambio fue la privatización de los distintos sectores del sistema, en forma independiente.

Por ello, en abril de 1991, mediante el decreto N°634/91, se define la estructura del mercado eléctrico: mercado mayorista y usuarios finales. Al mismo tiempo se separaron las funciones de generación, transporte y distribución.

En enero de 1992, a través de la ley N°24.065, reglamentada por el decreto N°1.398/92, se diseñó un nuevo sistema poniendo énfasis en la regulación de la competencia y en el correcto desenvolvimiento del mercado, dando nacimiento al ENRE (Ente Nacional Regulador de Electricidad).

En abril de 1992 se organizó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), definido como el punto de contacto entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, y si bien se encuentra disperso por casi todo el país, su ubicación geográfica coincide con el centro de carga del sistema (área Gran Buenos Aires-Litoral).

En julio de ese mismo año, según el decreto 1192/92 se creó CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) sobre la base del ex Despacho Nacional. Sus objetivos fundamentales eran: la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Según la ley N°24.065, en su artículo 93, se declara sujeta a privatización total las actividades de generación y transporte a cargo de las empresas: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA), Agua y Energía Eléctrica S.A. (A y EE) e Hidroeléctrica Norpatagónica (HIDRONOR).

En 1992 se privatizaron: Central Puerto S.A., Central Costanera S.A., EDENOR y EDESUR. En 1993 se concesiona EDELAP (Distribuidora de La Plata S.A.)

3.2.4 Potencia instalada y generación

La potencia total instalada durante el período 1990-1995 mostró un incremento del orden del 17,8%, es decir que pasó de 15.397 MW de potencia en 1990, a 18.148 MW de potencia en 1995.

Para el período 1996-1997, la potencia instalada evidenció un nuevo incremento, ésta vez del orden del 10,9 % en relación con el período anterior, ya que en 1997 pasó a 20.128 MW de potencia.

En cuanto a la generación de energía eléctrica en el período 1990-1995 ha evidenciado un incremento del 36,25%, es decir que pasó de 47.412 GWh en 1990 a 64.601 GWh en 1995.

Para 1994, a nivel nacional se estimó una generación bruta de 60.957.695 MWh.

Por medio de subsistemas, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) distribuye más del 90% de toda ésta energía generada por las centrales térmicas e hidráulicas y abastece de energía eléctrica a la mayor parte del país. Opera a través de una vasta red de interconexión de 500 KW, con un diseño radial polarizado en el frente fluvial, por ser la zona de mayor consumo energético.

3.2.5 Últimos años

Del año 2002 al 2008, el consumo de energía eléctrica ha experimentado un importante crecimiento, impulsado por la recuperación de la economía (producción de la industria, mayor consumo familiar, creciente actividad comercial).

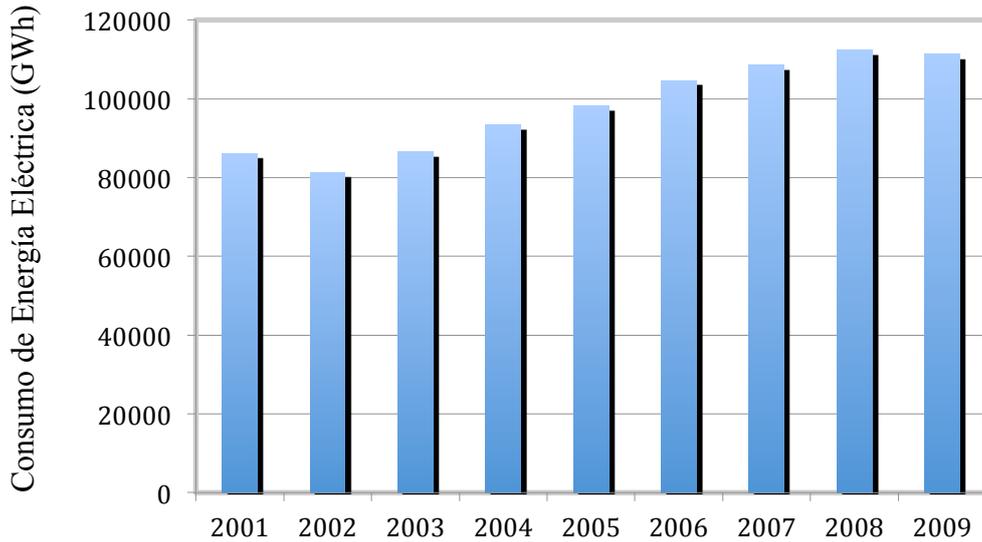


Figura 3.1. Evolución del Consumo de Energía Eléctrica (GWh).³

Por otro lado, la potencia instalada también ha experimentado un importante crecimiento, pero no comparable con el del consumo energético.

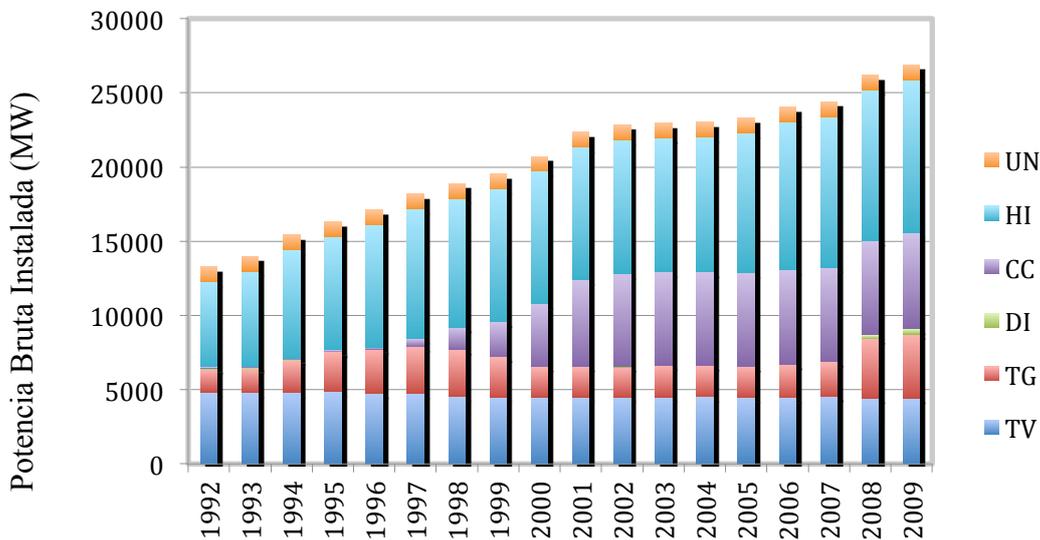


Figura 3.2 Evolución de la Potencia Bruta Instalada, en MW.⁴

A partir de la evolución histórica de las variables mencionadas podemos extraer una conclusión importante: en el período 2002 – 2008 el aumento del consumo de energía eléctrica fue de un casi 38%, mientras que para el mismo periodo la potencia efectiva

³ Fuente: CAMMESA <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Informes/Estadisticas1.aspx>. Link: “Balance MEM”.

⁴ Fuente: CAMMESA <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Informes/Estadisticas1.aspx>. Link: “Potencia Instalada MEM/MEMSP”. Potencia Instalada a Diciembre de cada año.

bruta instalada aumentó solo un 17%. Si bien en el 2009 hubo un estancamiento debido a la crisis económica mundial, esta brecha implica un importante desbalance en el mercado eléctrico argentino.

3.2.6 Pronóstico de capacidad instalada

A continuación se detallan todas las obras de construcción de centrales eléctricas (en MW) a realizarse en el periodo del 2010-2014:

AÑO	Generador	TG	TV	CC	NU	HI	Subtot	Total
2010	CH Caracoles					125	125	
2010	CC Solvay Indupa			40			40	
	Total	0	0	40	0	125		165
2011	CC Pilar	305		165			470	
2011	CH Yacyretá					200	200	
2011	CT Salta	420		100			520	
	Total	725	0	265	0	200		1190
2012	CN Atucha II				740		740	
2012	CT Ensenada de Barragán	550					550	
2012	CT Brig. López	275					275	
2012	CT Loma de la Lata			170			170	
2012	CT Río Turbio		250				250	
	Total	825	250	170	740	0		1985
2013	CH Yacyretá					300	300	
2013	CT Brig. López	275		280			555	
	Total	275	0	280	0	300		855
2014	CT Ensenada de Barragán			280			280	
2014	CT Dolavon	210					210	
2014	CT Belgrano II	550					550	
	Total	760	0	280	0	0		1040
2015	CT Belgrano II			280			280	
2015	CH La Barrancosa					550	550	
	Total	0	0	280	0	550		830
2016	CH Condor Cliff					1.100	1.100	
	Total	0	0	0	0	1.100		1100
		4.410	500	1790	1.480	1.250	5.235	

Tabla 3.1 Proyectos de aumento de capacidad instalada entre el 2010-2016.⁵

A partir del mismo se puede estimar un crecimiento anual promedio de 1073,6 MW por año⁶. De esta forma se puede extrapolar el pronóstico de la potencia bruta total instalada

⁵ Consulta al Departamento de Transmisión y Distribución de Energía de Siemens Argentina.

4 años mas hasta el 2020. Obviamente, este método no es el más exacto, pero se considera una forma aceptable de pronosticar la oferta eléctrica.⁷

Utilizando estos supuestos se obtuvieron los siguientes resultados:

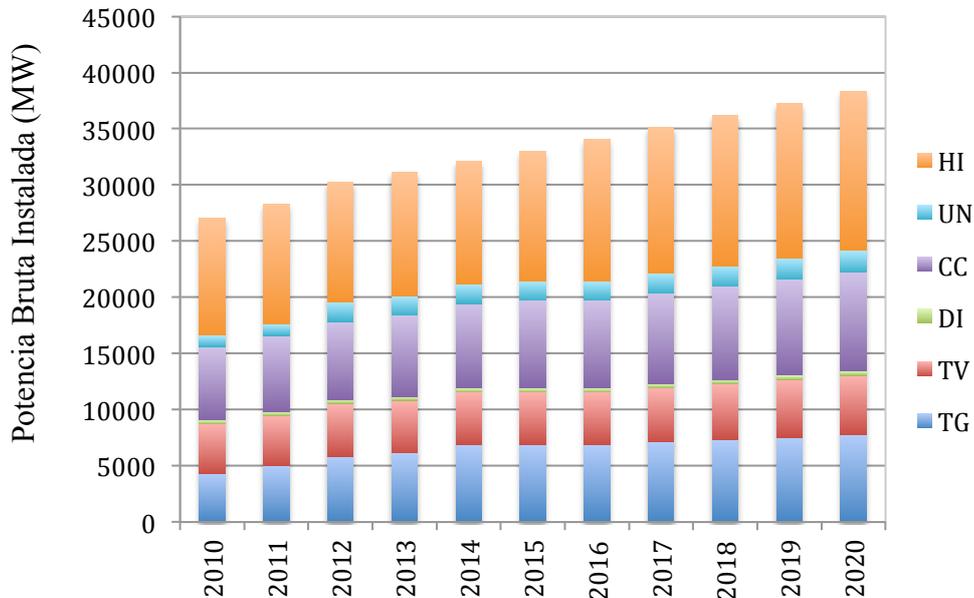


Figura 3.3 Pronóstico de la Potencia Bruta Instalada por tipo, en MW.⁸

Según este pronóstico la Potencia Instalada de la Argentina habrá aumentado en un 44% para el año 2020 con unos 38361 MW, con respecto a la actualidad (26902 MW).

3.2.7. Indisponibilidades

El hecho de que exista una “Potencia Bruta Instalada” 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.

La indisponibilidad en la generación térmica la indisponibilidad es muy importante. Esta situación se debe principalmente a la indisponibilidad por problemas técnicos en máquinas, máquinas fuera de servicio (F/S) por mantenimiento programado y por falta de combustible.

El caso de los generadores nucleares tienen la particularidad de que son centrales que se encuentran permanentemente generando porque su parada y puesta en marcha es difícil

⁶ Esta pendiente tiene en cuenta además, otros proyectos de menor envergadura no listados, que se calculan en 50 MW por año.

⁷ El mismo asume que todos los proyectos se realizaran en tiempo y forma y que no se agregaran nuevos proyectos. Luego del 2016 se asume que los % de cada fuente se mantienen constantes (en el escenario base).

⁸ Para datos numéricos de este gráfico ver Anexo I: Pronóstico de Potencia Bruta Instalada

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.

Las centrales hidroeléctricas 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.

Tipo de Central	Indisponibilidad Promedio
Turbinas de Vapor	51%
Turbinas de Gas	23%
Ciclo Combinado	14%
Ciclo Diesel	26%
Centrales Hidroeléctricas	30%
Centrales Nucleares	20%

Tabla 3.2 Indisponibilidades Energéticas por Tipo de Central⁹.

A partir de esto se puede obtener la “Potencia Efectiva¹⁰” en la Argentina. Siendo esta, la potencia realmente disponible para ser consumida. La misma tendría esta forma:

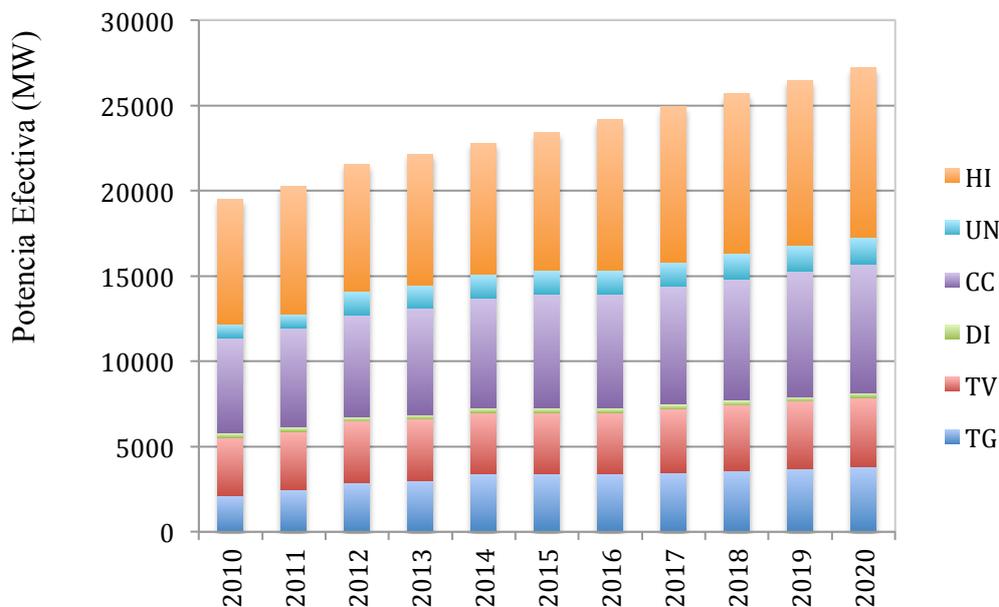


Figura 3.4 Pronostico de la Potencia Efectiva por tipo, en MW¹¹

⁹ Fuente: Fuente: Elaboración propia en base a CNEA

¹⁰ Potencia Efectiva = (1 – Indisponibilidad) * Potencia Bruta Instalada.

Es muy importante recalcar que si bien esta potencia efectiva esta “disponible” para ser usada esta no necesariamente se utiliza en un 100%. El resumen en unidades de TEP se encuentra a continuación:

Año	TG	TV	DI	CC	UN	HI	TOT
2010	1.593.219	2.576.190	197.485	4.222.595	606.116	3.149.392	12.344.998
2011	1.861.033	2.576.190	197.485	4.394.404	606.116	3.209.702	12.844.931
2012	2.165.788	2.721.311	197.485	4.504.620	1.052.411	3.209.702	13.851.318
2013	2.267.373	2.721.311	197.485	4.686.154	1.052.411	3.300.168	14.224.901
2014	2.548.116	2.721.311	197.485	4.867.687	1.052.411	3.300.168	14.687.178
2015	2.548.116	2.721.311	197.485	5.049.220	1.052.411	3.466.020	15.034.564
2016	2.548.116	2.721.311	197.485	5.049.220	1.052.411	3.797.726	15.366.270
2017	2.628.416	2.807.070	203.709	5.208.339	1.085.576	3.917.405	15.850.515
2018	2.708.716	2.892.828	209.932	5.367.458	1.118.741	4.037.085	16.334.760
2019	2.789.016	2.978.586	216.156	5.526.576	1.151.906	4.156.765	16.819.006
2020	2.869.316	3.064.344	222.379	5.685.695	1.185.072	4.276.445	17.303.251

Tabla 3.3 Proyección de Energía Generada en Centrales Eléctricas (Escenario Base)

3.2.8. Rendimiento y tipo de combustible utilizados

Utilizando el promedio de los últimos 9 años del BEN se calculo el rendimiento de cada ciclo térmico como el cociente entre los TEP de entrada y los de salida:

TG	28%
TV	36%
DI	34%
CC	49%

Tabla 3.4 Rendimiento de Centrales Térmicas según tipo.

Además, se estimó el porcentaje de combustible utilizado en dichas centrales en los últimos 3 años para continuar con el pronóstico:

	Carbón	Fuel Oil	Gas Natural	Gas Oil
TG	-	-	94%	4%
TV	9%	44%	48%	-
DI	-	-	25%	74%
CC	-	-	91%	9%

Tabla 3.5 Porcentaje de Fuente Fósil Utilizada por tipo de Central Térmica.

¹¹ Para datos numéricos de este grafico ver Anexo I: Pronostico de Potencia Efectiva entre el 2010-2020.

3.3. PETRÓLEO Y GAS

Para entender el proceso por el cual se pronosticaron las producciones de petróleo se deben entender en primer lugar las definiciones reservas (probadas, probables y posibles) y recursos.

3.3.1 Reservas¹²

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos, que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como **comprobadas** y **no comprobadas**.

Las **reservas comprobadas o probadas** son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un 90% de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

En general, las reservas son consideradas comprobadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en ensayos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "comprobadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o del reservorio.

En ciertos casos, el número correspondiente a reservas comprobadas puede asignarse sobre la base de estudios de pozos y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo, o han probado la posibilidad de producir, en las pruebas de formación.

Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato.

El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado

¹² Definiciones obtenidas del IAPG y SPE.

período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas.

Las **reservas no comprobadas** son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

Las reservas no comprobadas pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las categorías "**probables**" y "**posibles**".

Las **reservas probables** son aquellas reservas no comprobadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las reservas comprobadas, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el 50% de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las reservas comprobadas más las reservas probables.

Las **reservas posibles** son aquellas reservas no comprobadas que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el 10% de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las reservas comprobadas más las reservas probables más las reservas posibles.

Recursos son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.

Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son recursos.

En el futuro, estos recursos pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.

3.3.2 Análisis declinatorio

Para estimar los niveles de producción futuros se realizó un "Análisis Declinatorio"¹³. El mismo consiste en graficar la producción de petróleo o gas en un gráfico semilogarítmico vs un cierto intervalo de tiempo. Eso se hizo para la producción de Argentina en los últimos años tanto con gas como con petróleo observándose una línea recta en los últimos 5 años aproximadamente. Esto indica que se puede modelar la declinación futura de la producción a partir de una interpolación exponencial. La declinación nominal (Dn)¹⁴ de cada pronóstico fue obtenida proponiendo como hipótesis que la acumulada de producción desde el 2010 hasta el 2047¹⁵ sea igual a las reservas de hidrocarburo al 2009. Se realizó el cálculo para las reservas probadas, probables y posibles tanto de petróleo y de gas.

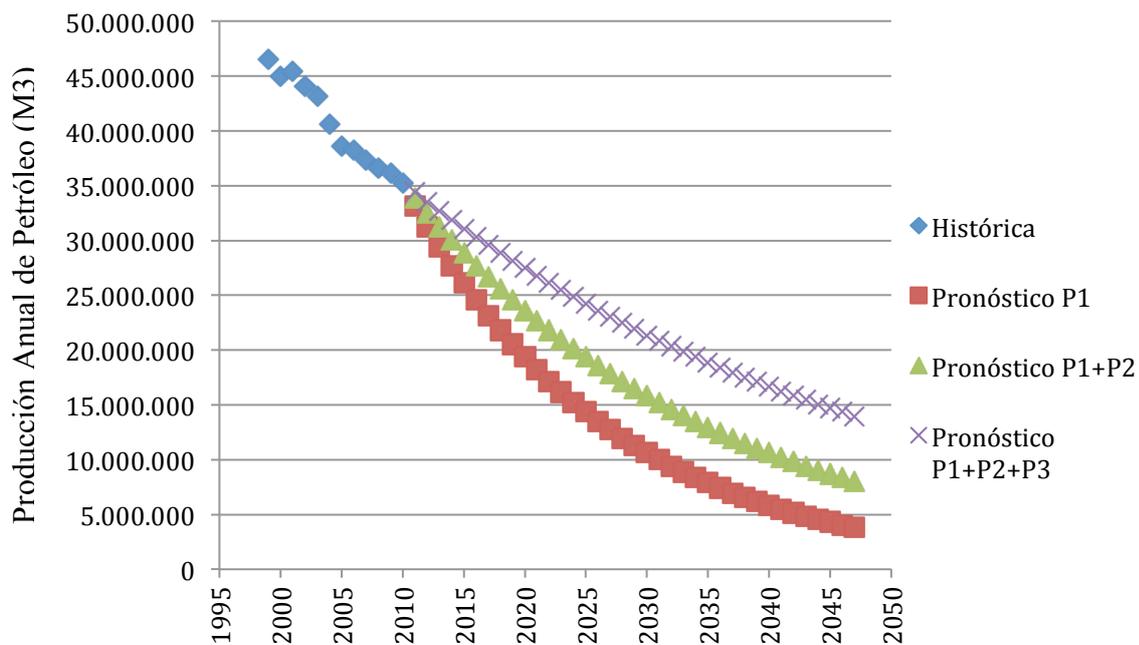


Figura 3.5 Pronóstico de la producción anual de petróleo según reservas comprobadas (P1), probables (P2) y posibles (P1), en M3.

¹³ Las bases matemáticas de este método son definidas por Arps en 1956.

¹⁴ $Caudal(t) = Caudal\ Inicial * exp^{(Dn*t)}$

¹⁵ Horizonte temporal utilizado en Panamerican Energy. El año final elegido es muy relativo, solo intenta indicar un momento en el que las reservas actuales se estiman como cuasi depletadas. Cambiar el año un poco no implica grandes cambios en los resultados.

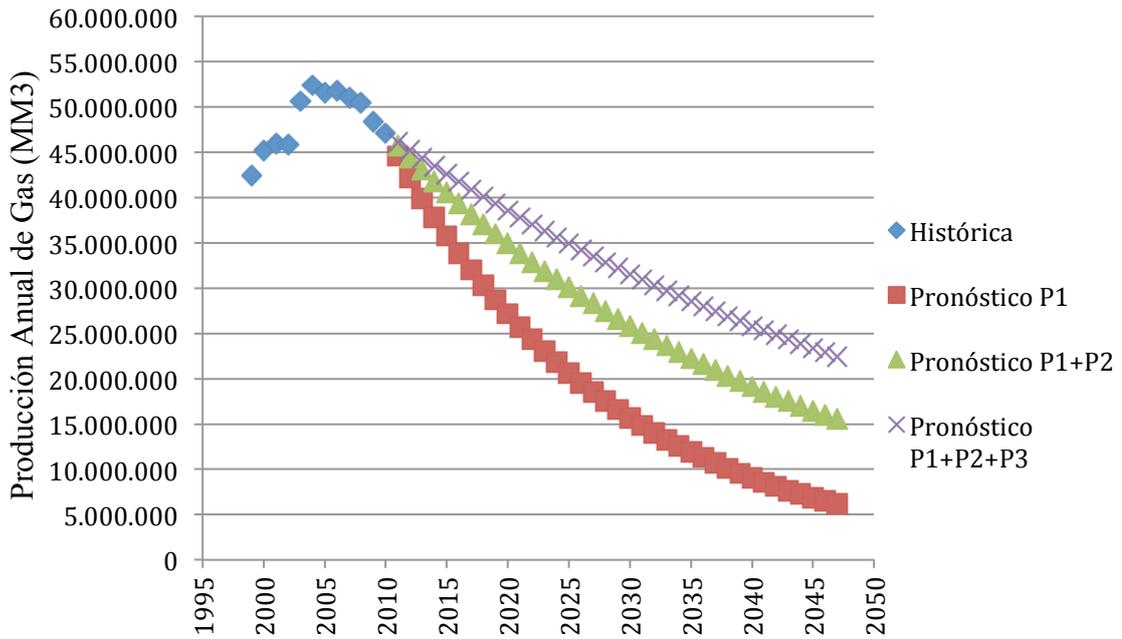


Figura 3.6 Pronostico de la producción anual de gas según reservadas comprobadas (P1), probables (P2) y posibles (P3), en miles de M3.

Para el escenario base se hizo una ponderación de las 3 curvas obtenidas.¹⁶ Este método es usual en los casos que se necesitan evaluar los activos de una cierta operadora de petróleo y gas y se necesita un valor único. Se obtuvieron los siguientes resultados:

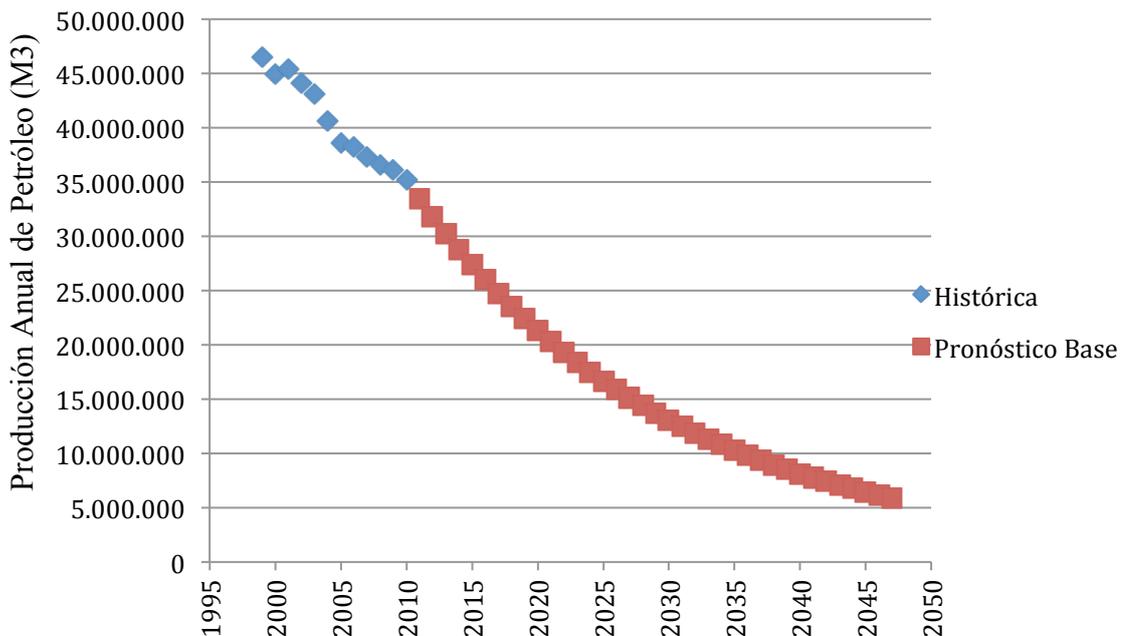


Figura 3.7 Pronostico de la producción anual de petróleo (Escenario Base), en M3.

¹⁶ Se utilizo un 90% de las comprobadas, 50% de las probables y 10% de las posibles. Los porcentajes utilizados pueden variar no tienen porque ser iguales que los dados en definiciones de reservas.

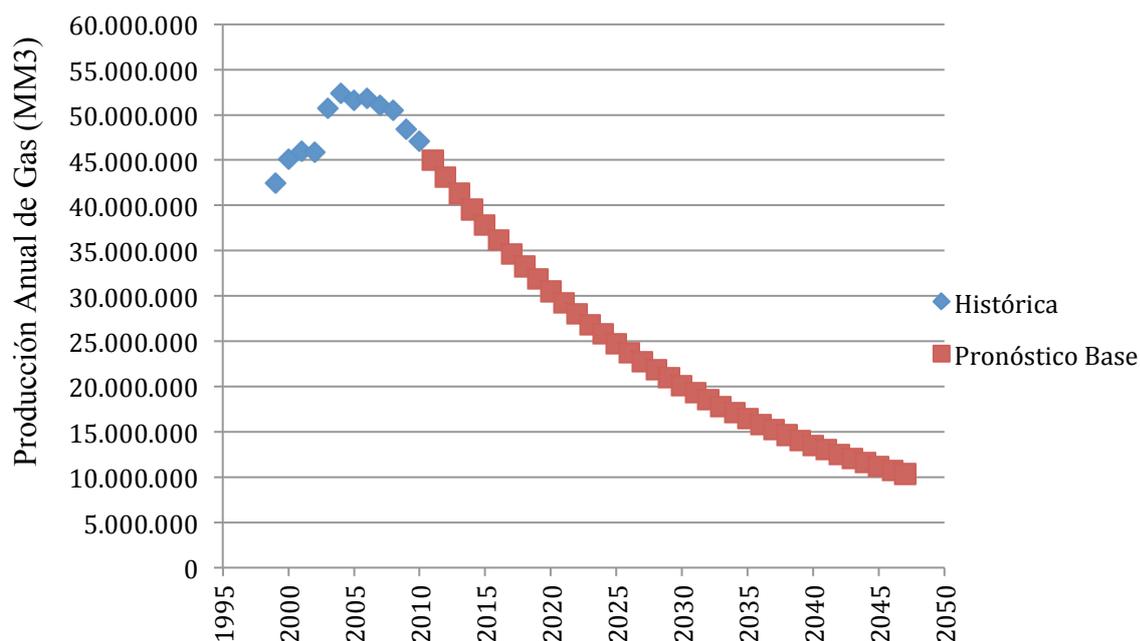


Figura 3.8 Pronostico de la producción anual de gas (Escenario Base), en MM3.

Al modelo se cargaron las curvas anteriores de la siguiente manera:

Año	Prod. de Petróleo Anual (TEP)	Prod. de Gas Anual (TEP)
1999	41.162.193	35.213.426
2000	39.770.897	37.461.800
2001	40.208.635	38.158.772
2002	39.037.431	38.074.462
2003	38.169.978	42.053.335
2004	35.977.090	43.479.076
2005	34.189.501	42.805.377
2006	33.867.438	42.976.178
2007	33.019.469	42.335.184
2008	32.416.483	41.927.029
2009	31.981.441	40.186.563
2010	31.200.771	39.090.383
2011	29.651.419	37.398.532
2012	28.182.814	35.786.254
2013	26.790.599	34.249.596
2014	25.470.660	32.784.812
2015	24.219.109	31.388.343
2016	23.032.272	30.056.817
2017	21.906.679	28.787.032
2018	20.839.050	27.575.948
2019	19.826.284	26.420.684
2020	18.865.454	25.318.503

Tabla 3.6 Pronostico de la producción anual de petróleo y gas (Escenario Base), en TEP.

3.4 OTRAS PLANTAS TRANSFORMADORAS

Además, de las centrales eléctricas y las operadores de petróleo y gas existen otros agentes esenciales en la transformación de energía en la argentina. Las mismas son:

- **Refinerías:** tienen como insumo el petróleo crudo, y producen los derivados pesados y livianos. Por más que en los últimos 9 años la capacidad de refinación del país se ha mantenido constante (650 bbls/día)¹⁷, se asumirá que las refinerías tienen holgura para tratar un aumento en la producción de petróleo.
- **Plantas de Tratamiento de Gas (PTG):** tratan las impurezas (sulfuro, dióxido de carbono, nitrógeno, etc.), dividen el gas de acuerdo a su masa molecular y permiten recuperar hidrocarburos líquidos (gasolina, butano, propano, etc.) del gas natural.
- **Carboneras:** transforman leña en carbón vegetal. Los usuarios de insumo son los consumidores residenciales, desde el 2007 no se utiliza en Altos Hornos.
- **Coquerías y altos hornos:** son una parte fundamental de la industria siderúrgica. Producen gas de alto horno que se utiliza en centrales eléctricas e industrias.
- Adicionalmente se modelizan las pérdidas de gas y electricidad en el sistema, y las importaciones / exportaciones pactadas para años subsiguientes.

A partir de los datos de los BEN del 2001 al 2009 se calcularon los rendimientos promedios para cada relación TEP Producto / TEP Materia Prima. Los resultados fueron los siguientes:

¹⁷ Fuente: INDEC

Plantas de Transformación	Materia Prima	Producto	Rendimiento (TEP P/TEP MP)
Plantas de Tratamiento de Gas	Gas	Gas	91,59%
		Gas Licuado	6,18%
		Motonafta	0,75%
		No Energético	1,47%
Refinería	Petróleo	Gas	2,56%
		Gas Licuado	3,88%
		Motonafta	24,30%
		Kerosene y Aerokerosene	4,47%
		Diesel Oil + Gas Oil	36,43%
		Fuel Oil	11,34%
		Carbón Residual	3,87%
		No Energético	2,16%
Coquerías	Carbón Mineral	Gas de Coque	21,32%
		Coque de Carbón	61,21%
		No Energético	8,74%
	Carbón Residual	Gas de Coque	14,98%
		Coque de Carbón	78,24%
		No Energético	8,46%
Carboneras	Carbón de Leña	Leña	44,16%
Altos Hornos	Coque de Carbón	Gas de Alto Horno	44,67%
		No Energético	29,88%

Tabla 3.6 Rendimientos de Plantas Transformadoras.¹⁸

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 por combustible o electricidad utilizada, pero 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 trabajo en los cálculos de demanda).

¹⁸ Fuente: Elaboración Propia a partir de BEN 2001/2009.

Por ende se decidió relacionar cada consumo propio a la oferta interna total. Esto tiene sentido si se toma a este parámetro como un índice del grado de actividad que tuvieron las plantas transformadoras. Se obtuvieron los cocientes del consumo propio de cada insumo con respecto a la oferta interna de cada año en los BEN 2001-2009 y se obtuvo el promedio. Se asumirán estos valores como constantes para el horizonte temporal de este modelo. Los resultados son los siguientes:

Insumo	TEP Insumo / TEP Oferta Interna
Electricidad	0.5062%
Gas Distribuido por Redes	1.6248%
Gas de Refinería	0.9085%
Gas Licuado	0.0000%
Motonafta Total	0.0025%
Kerosene y Aerokerosene	0.0037%
Diesel Oil + Gas Oil	0.0236%
Fuel Oil	0.2540%
Carbón Residual	0.0776%
No Energético	0.1374%
Gas de Coquería	0.0000%
Gas de Alto Horno	0.0000%
Coque de Carbón	0.0000%
Carbón de Leña	0.0000%
Biocombustibles	0.0000%

Tabla 3.7 Cociente TEP Consumo Propio / TEP Oferta Interna.¹⁹

3.6 IMPORTACION Y EXPORTACION

Se calculan las exportaciones y las importaciones como diferencia entre lo producido y lo demandado internamente. Se podrían especificar las exportaciones o importaciones en base a acuerdos entre países para intercambiar combustibles pero se considera que dada la situación actual no es el caso. De acuerdo a la ley N° 17.319 solo se permite la exportación de hidrocarburos si las necesidades internas están satisfechas. Con respecto al petróleo y la mayoría de los derivados este es el caso.

Con respecto al gas natural, 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, habiendo un acuerdo entre ambos países. A su vez Chile sólo tiene modestas reservas de gas, imposibilitándolo de autoabastecerse completamente. Debido a que a partir del 2006 Argentina tuvo un abrupto descenso en sus reservas comenzó a restringir las exportaciones (imponiendo

¹⁹ Fuente: Elaboración Propia a partir de BEN 2001/2009.

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 Argentina. Por esta razón también se asume que no hay objetivo de exportaciones de gas.

3.7 OTRAS CONSIDERACIONES

Además, se hicieron las siguientes suposiciones en el ámbito de la oferta y transformación energética (todos los datos fueron obtenidos del promedio de los BEN 2001-2009):

- **Perdidas:** se consideraron pérdidas de gas natural y electricidad, tomadas como un promedio de los últimos 9 años. Los valores respectivos fueron 0,7% y 15,3%²⁰.
- **No Aprovechado:** el gas natural tiene una merma por el gas que es venteado a la atmósfera (1,6%).
- **Variación de Stocks:** se consideran despreciables.
- **Ajustes:** se asumen como cero en todos los pronósticos.

²⁰ El alto valor de la pérdidas eléctricas (en general están a lo sumo en 7% y 8%) ejemplifican las pérdidas "sociales" de la Argentina. Estas son dadas por el gran porcentaje de usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de manera ilegal.

4. ESTUDIO DE LA DEMANDA

4.1 INTRODUCCIÓN²¹

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 de manera de generar un modelo causal en el que se cuantifican los consumos asociados a distintas variables, 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, se decidió adoptar a los mismos como los sub-sectores a modelizar, a saber:

- **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”.
- **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).
- **Residencial:** corresponde al consumo de hogares urbanos y rurales del país.
- **Agropecuario:** comprende el consumo de combustibles relacionados con la actividad agrícola y agropecuaria.
- **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 ya fue tratado en la sección 3.5 en el estudio de oferta, ya que está asociado directamente a ésta.

²¹ En este capítulo se utilizó una metodología similar a la utilizada en: Mazariegos, Ignacio 2009, *Lineamientos para una Política Energética de Largo Plazo: Un Enfoque desde la Simulación con LEAP*. Tesis de Grado en Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

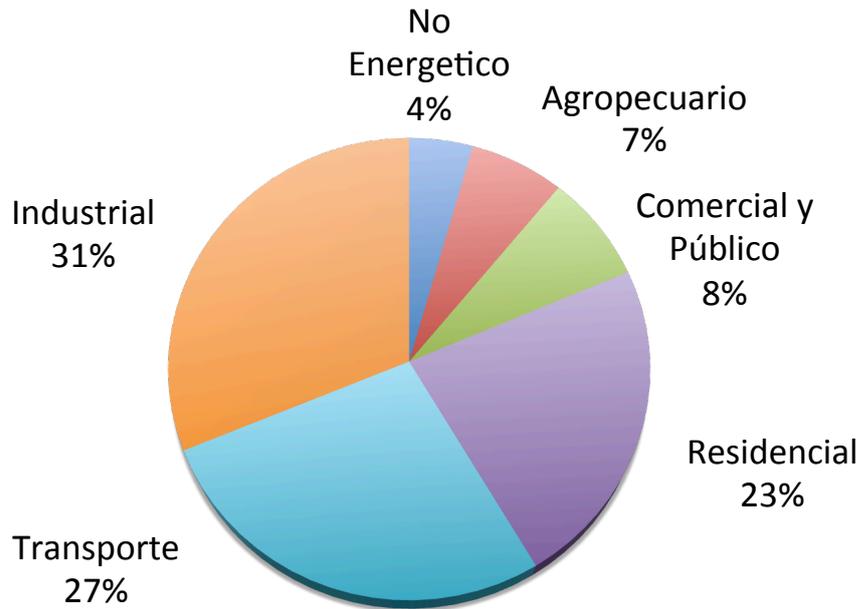


Figura 4.1 Proporción de consumo energético por sector.²²

El gráfico se hace sobre el total del consumo final. Se observa que 81% 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 19%. Como ya se mencionó, entonces, la máxima discreción se centrará en los 3 rubros de mayor consumo.

4.2 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. El BEN no hace distinción entre las distintas ramas de la industria ni tampoco entre los usos finales que se le dé 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 2009 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.

²² Fuente: Elaboración propia en base al BEN 2009.

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 2009. El otro documento importante utilizado consistentemente fue el BEN 2009, 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):

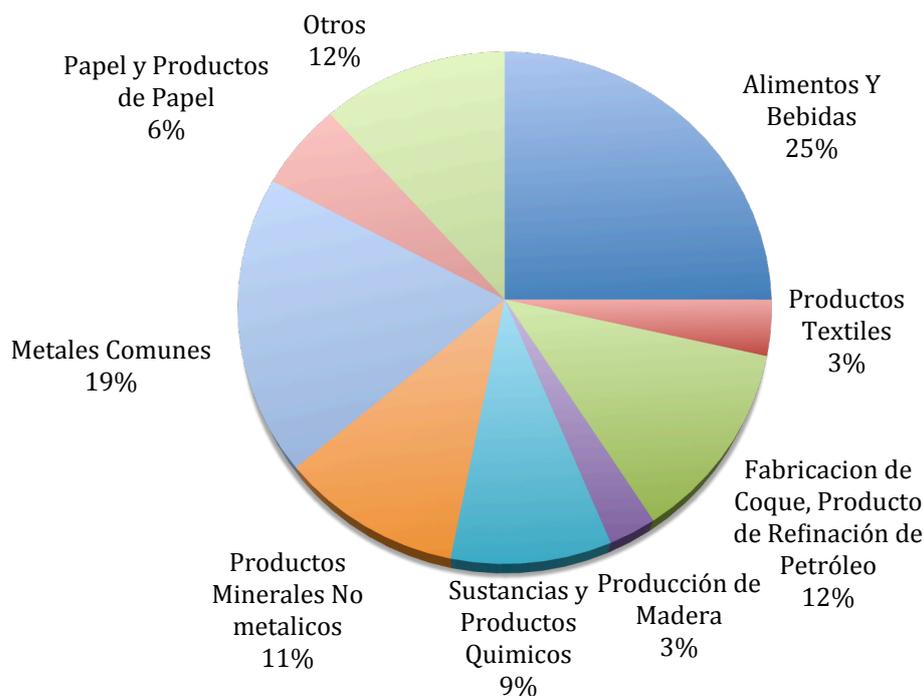


Figura 4.2 Consumo energético total por rama industrial (2000)²³

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

²³ Fuente: Secretaría de Energía

- Productos minerales No metálicos

No se eligió la de refinación de petróleo debido a que será considerada en la etapa de transformaciones. El resto de las industrias pasaron a la categoría “Otros”.

4.2.1 Consumos al 2009 de las ramas industriales elegidas

Los consumos energéticos²⁴ de ramas industriales fueron estimados de distintas maneras, según su tipo, de modo de poder utilizar la información más actualizada disponible para cada uno.

En primer lugar se calculo que porcentaje del TEP de electricidad, gas, derivados del petróleo y otros consumía cada una de las ramas elegidas. Obteniéndose los siguientes resultados:

Industria	Electricidad	Gas	Der. del Petróleo	Otros
Alimentos y Bebidas	15%	16%	26%	22%
Metales Comunes	24%	19%	3%	4%
Prod. Minerales No Metálicos	9%	14%	4%	4%
Sust. y Prod. Químicos	18%	19%	7%	29%
Otros	34%	32%	60%	41%

Tabla 4.1 Porcentaje del consumo industrial dividido por industrias y fuentes más importantes.

El cálculo de gas es obtenido a partir de Enargas que publica todos los años el consumo anual de gas (en m³) para los Grandes Usuarios Industriales (se utilizo el informe del 2009). Si bien es cierto que no se publican los mismos valores para las PYMES, éstas sólo representan el 16% del consumo total de gas industrial

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 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.

Como el año base de estudio es 2009 se consideró que la participación relativa de consumo de cada rama no varió en 4 años, aplicando dichos porcentajes sobre la

²⁴ 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.)

electricidad industrial registrada en el BEN 2009 para calcular la desagregación por sectores.

El consumo más difícil de estimar fue el de derivados y otros, 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 2009. Por ende se estimó a partir del informe de la Secretaría de Energía previamente mencionado.

4.2.2 Índice de producción industrial

Como variable guía se utilizó el Índice de Producción Industrial (IPI) publicado anualmente por Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL)²⁵. Se podría haber utilizado diversos drivers como las toneladas producidas de cada producto, pero esto hubiese causado diversos problemas de superposición contando dos veces mismos productos. En la siguiente tabla se muestran los índices al 2003 con una base de 100. Además, se muestran los crecimientos porcentuales promedios.

Año	Alimentos y Bebidas	Metales Comunes	Productos Minerales No Metálicos	Sustancias y Productos Químicos	Otros
2007	148,6	165,5	157,8	189,1	149,9
2008	153,7	175,2	159,4	179,8	151,4
2009	153,7	148,9	156,0	185,8	144,9
2010	153,6	186,4	174,1	192,0	157,6
Crecimiento	1,1%	5,4%	3,5%	0,6%	1,8%

Tabla 4.2 Índice de Producción Industrial (IPI) en principales industrias.

4.2.3 Resumen de consumo industrial

Para la el Índice de las categoría otros se tomó el índice de la industria total, ya que no había datos para ponderar el mismo solo en las industrias que no se habían diferenciado hasta el momento. Utilizando estos crecimientos porcentuales y los porcentajes de fuente de energía previamente obtenidos se realizaron las estimaciones de TEP a futuro.

²⁵ <http://www.fiel.org/>

Año	TEP - Alimentos y Bebidas				
	Electricidad	Gas	Derivados Petróleo	Otros	Total
2010	593.755	1.574.617	93.303	506.499	2.768.174
2011	600.485	1.592.465	94.361	512.240	2.799.552
2012	607.292	1.610.516	95.431	518.047	2.831.285
2013	614.176	1.628.772	96.512	523.919	2.863.378
2014	621.137	1.647.234	97.606	529.858	2.895.835
2015	628.178	1.665.906	98.713	535.864	2.928.660
2016	635.299	1.684.789	99.832	541.938	2.961.857
2017	642.500	1.703.886	100.963	548.081	2.995.430
2018	649.783	1.723.200	102.108	554.293	3.029.384
2019	657.148	1.742.733	103.265	560.576	3.063.723
2020	664.597	1.762.487	104.436	566.931	3.098.451

Tabla 4.3 TEP Pronosticados para la Industria de Alimentos y Bebidas.

Año	TEP - Metales Comunes				
	Electricidad	Gas	Derivados Petróleo	Otros	Total
2010	989.680	1.929.496	11.215	95.936	3.026.327
2011	1.042.696	2.032.856	11.816	101.076	3.188.443
2012	1.098.551	2.141.752	12.449	106.490	3.359.243
2013	1.157.399	2.256.483	13.116	112.195	3.539.192
2014	1.219.399	2.377.359	13.819	118.205	3.728.781
2015	1.284.720	2.504.711	14.559	124.537	3.928.526
2016	1.353.541	2.638.884	15.339	131.208	4.138.971
2017	1.426.048	2.780.245	16.160	138.237	4.360.690
2018	1.502.439	2.929.178	17.026	145.642	4.594.285
2019	1.582.922	3.086.090	17.938	153.443	4.840.394
2020	1.667.717	3.251.407	18.899	161.663	5.099.686

Tabla 4.4 TEP Pronosticados para la Industria de Metales Comunes.

Año	TEP - Minerales No Metálicos				
	Electricidad	Gas	Derivados Petróleo	Otros	Total
2010	364.552	1.419.006	14.689	94.236	1.892.482
2011	384.080	1.495.020	15.476	99.284	1.993.860
2012	404.655	1.575.106	16.305	104.603	2.100.668
2013	426.331	1.659.482	17.178	110.206	2.213.197
2014	449.169	1.748.378	18.098	116.109	2.331.755
2015	473.231	1.842.036	19.068	122.329	2.456.663
2016	498.581	1.940.710	20.089	128.882	2.588.263
2017	525.289	2.044.671	21.165	135.786	2.726.912
2018	553.428	2.154.201	22.299	143.060	2.872.988
2019	583.074	2.269.598	23.494	150.724	3.026.890
2020	614.309	2.391.177	24.752	158.798	3.189.036

Tabla 4.5 TEP Pronosticados para la Industria de Alimentos y Bebidas.

Año	TEP - Sustancias y Productos Químicos				
	Electricidad	Gas	Derivados Petróleo	Otros	Total
2010	708.652	1.864.176	24.984	664.047	3.261.859
2011	746.613	1.964.037	26.323	699.618	3.436.592
2012	786.608	2.069.247	27.733	737.096	3.620.684
2013	828.746	2.180.094	29.218	776.581	3.814.639
2014	873.140	2.296.878	30.783	818.181	4.018.983
2015	919.913	2.419.918	32.432	862.010	4.234.274
2016	969.191	2.549.550	34.170	908.186	4.461.097
2017	1.021.109	2.686.125	36.000	956.837	4.700.071
2018	1.075.809	2.830.016	37.929	1.008.093	4.951.847
2019	1.133.438	2.981.616	39.961	1.062.095	5.217.109
2020	1.194.155	3.141.337	42.101	1.118.990	5.496.582

Tabla 4.6 TEP Pronosticados para la Industria de Sustancias y Productos Químicos.

Año	TEP - Otros				
	Electricidad	Gas	Derivados Petróleo	Otros	Total
2010	1.355.190	3.239.997	216.810	950.485	5.762.483
2011	1.427.786	3.413.559	228.425	1.001.401	6.071.170
2012	1.504.270	3.596.418	240.661	1.055.044	6.396.393
2013	1.584.851	3.789.072	253.553	1.111.561	6.739.038
2014	1.669.749	3.992.047	267.135	1.171.106	7.100.038
2015	1.759.195	4.205.894	281.445	1.233.840	7.480.375
2016	1.853.433	4.431.198	296.522	1.299.935	7.881.088
2017	1.952.718	4.668.570	312.406	1.369.571	8.303.265
2018	2.057.322	4.918.658	329.141	1.442.937	8.748.058
2019	2.167.530	5.182.143	346.773	1.520.232	9.216.678
2020	2.283.641	5.459.742	365.349	1.601.669	9.710.401

Tabla 4.7 TEP Pronosticados para las Industrias dentro de la categoría “Otros”.

Año	TEP - Consumo Industrial Total				
	Electricidad	Gas	Derivados Petróleo	Otros	Total
2010	4.011.829	10.027.291	361.002	2.311.203	16.711.325
2011	4.201.660	10.497.936	376.400	2.413.619	17.489.616
2012	4.401.376	10.993.039	392.578	2.521.280	18.308.273
2013	4.611.503	11.513.902	409.577	2.634.462	19.169.444
2014	4.832.595	12.061.896	427.442	2.753.459	20.075.392
2015	5.065.237	12.638.464	446.217	2.878.580	21.028.499
2016	5.310.044	13.245.131	465.951	3.010.150	22.031.276
2017	5.567.664	13.883.498	486.695	3.148.511	23.086.368
2018	5.838.781	14.555.254	508.503	3.294.024	24.196.562
2019	6.124.113	15.262.180	531.430	3.447.071	25.364.794
2020	6.424.418	16.006.150	555.537	3.608.050	26.594.155

Tabla 4.8 TEP Pronosticados para el Consumo Industrial Total

4.3 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 de acuerdo al medio por el cual se desplaza:

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

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

Se profundizará en cada una de las categorías.

4.3.1 Transporte a través de carreteras

La Argentina se ha volcado fuertemente al transporte carretero acompañando a una disminución muy importante en la preponderancia del ferrocarril. Esto se debe en parte al proceso de privatización de ferrocarriles en la década de los noventa, la preponderancia del sindicato de camioneros en la primera década de este siglo, políticas que benefician la compra de automóviles y los bajos precios de los combustibles. Esta categoría por 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.

Se partió estudiando los **automóviles**, rubro que incluye autos particulares, taxis, remises y pick-ups. Estos pueden requerir nafta, gasoil o GNC. Sería natural para estimar el consumo de combustible de cualquier vehículo de pasajeros utilizar 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 distribución de utilización de combustibles era aproximadamente la siguiente:

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 en general el 74%²⁶ 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 tabla a continuación.²⁷

Año	PBI (miles de millones AR\$)	Parque Automotor (Registrado)	Fracción No Circulante	Parque Automotor (Circulante)	Automóviles
2002	235,2	10.455.830	0,35	6.796.290	5.029.254
2003	256,0	10.601.276	0,35	6.890.829	5.099.214
2004	279,1	10.978.703	0,35	7.136.157	5.280.756
2005	304,8	11.372.487	0,33	7.619.566	5.638.479
2006	330,6	11.826.456	0,33	7.923.726	5.863.557
2007	359,2	12.399.887	0,35	8.059.927	5.964.346
2008	383,4	12.982.547	0,31	8.957.957	6.628.888
2009	386,0	12.876.909	0,34	8.517.156	6.302.695
2010	398,0	13.083.280	0,34	8.653.655	6.403.705
2011	408,5	13.263.854	0,34	8.773.092	6.492.088
2012	424,5	13.539.015	0,34	8.955.091	6.626.767
2013	440,8	13.819.335	0,34	9.140.503	6.763.972
2014	458,9	14.130.610	0,34	9.346.389	6.916.328
2015	477,9	14.458.126	0,34	9.563.018	7.076.633
2016	498,0	14.803.344	0,34	9.791.354	7.245.602
2017	518,9	15.163.060	0,34	10.029.281	7.421.668
2018	540,7	15.537.885	0,34	10.277.201	7.605.129
2019	563,4	15.928.453	0,34	10.535.534	7.796.295
2020	587,1	16.335.424	0,34	10.804.716	7.995.490

Tabla 4.9 Evolución histórica y proyectada del parque automotor total Fuente: ADEFA y Registro Nacional de Automotores

Para llegar a la proyección se realizó una regresión lineal del parque automotor con el PBI Nominal, alcanzándose un R² de 98,5%. Se debe hacer una diferenciación entre el parque automotor registrado y el que efectivamente circula, que es la variable de interés para este análisis. El porcentaje no circulante del parque automotor lo proporciona el RNPA y al permanecer relativamente constante se lo extrapola promediando valores pasados. Se asumió constante la proporción de automóviles sobre el parque circulante del 74% en caso de no poseer los datos según ADEFA.

²⁶ http://www.adefa.com.ar/anuario_2007/fsccommand/parque_automotor.pdf

²⁷ Los datos de ADEFA y el RNPA diferían sus valores en 5% en algunos casos. Se tomó el segundo como verdadero al haber un mayor volumen de datos.

Año	Automóviles			
	Total	Nafta	Diesel	GNC
2002	5.029.254	3.242.653	638.000	1.148.601
2003	5.099.214	3.296.615	638.020	1.164.579
2004	5.280.756	3.436.653	638.063	1.206.040
2005	5.638.479	3.712.616	638.125	1.287.738
2006	5.863.557	3.886.208	638.206	1.339.142
2007	5.964.346	3.963.894	638.291	1.362.161
2008	6.628.888	4.476.604	638.353	1.513.932
2009	6.302.695	4.224.876	638.385	1.439.435
2010	6.403.705	4.302.794	638.407	1.462.504
2011	6.492.088	4.370.970	638.429	1.482.689
2012	6.626.767	4.474.869	638.451	1.513.448
2013	6.763.972	4.580.716	638.473	1.544.783
2014	6.916.328	4.698.257	638.492	1.579.579
2015	7.076.633	4.821.932	638.511	1.616.190
2016	7.245.602	4.952.293	638.530	1.654.779
2017	7.421.668	5.088.134	638.544	1.694.990
2018	7.605.129	5.229.686	638.553	1.736.890
2019	7.796.295	5.377.184	638.562	1.780.549
2020	7.995.490	5.530.877	638.571	1.826.042

Tabla 4.10 Proporción de automóviles según uso de combustible²⁸

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 exclusivamente²⁹. 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. En estos datos se observa como la cantidad de autos diesel casi no crece debido a la igualdad de precios con la nafta desde el 2001. Por otro lado el GNC mantiene su porcentaje por sobre el total de automotores.

En relación a los consumos de combustible en 2009, se calcularon tomando los siguientes criterios. Los autos a nafta (tratados como una sola categoría a pesar de las diferencias entre nafta súper, nafta común, etc.) consumieron un porcentaje³⁰ de la especificada en el BEN 2009 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

²⁸ Fuente: Elaboración propia en base a ADEFA y Abeceb Consultora.

²⁹ La nafta consumida por autos con GNC es tenida en cuenta pero como se vera a continuación en el modelo se asumirá que depende de los autos únicamente nafteros algo que no es correcto pero que se asume cuasi despreciable.

³⁰ El porcentaje restante es consumido por los transportes livianos especificados en la siguiente sección.

pequeña discrepancia se despreció. El consumo de GNC también se obtuvo directamente del BEN 2009. 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. Se considero además que un 10% del Gasoil consumido en transporte era para automóviles³¹. En 2009, el consumo calculado por auto fue:

Combustible	TEP/Automóvil
Nafta	0,9108
GNC	1,5182
Gasoil	0,8856

Tabla 4.11 Consumo estimado por auto según tipo de combustible al 2009.

Para el escenario base 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%³². La Argentina tendrá plazos más grandes para cumplir esto, pero se cree que eventualmente alcanzará ciertos ahorros. Para el escenario base se adoptó una disminución lineal alcanzando en el 2020 un 15% de reducción con respecto a los expuestos expuesto en la tabla anterior.

Año	Nafta		GNC		Gasoil		TEP Total
	TEP/Auto	TEP	TEP/Auto	TEP	TEP/Auto	TEP	
2010	0,911	3.918.773	1,518	2.220.303	0,886	565.378	6.704.454
2011	0,896	3.917.171	1,494	2.214.933	0,871	556.351	6.688.454
2012	0,882	3.946.118	1,470	2.224.708	0,857	547.468	6.718.294
2013	0,868	3.974.827	1,446	2.234.437	0,844	538.727	6.747.991
2014	0,854	4.011.592	1,423	2.248.211	0,830	530.123	6.789.926
2015	0,840	4.051.316	1,401	2.263.514	0,817	521.657	6.836.487
2016	0,827	4.094.270	1,378	2.280.479	0,804	513.326	6.888.075
2017	0,814	4.139.270	1,356	2.298.520	0,791	505.124	6.942.914
2018	0,800	4.186.354	1,334	2.317.653	0,778	497.049	7.001.056
2019	0,788	4.235.555	1,313	2.337.896	0,766	489.103	7.062.554
2020	0,774	4.281.663	1,290	2.356.378	0,753	480.691	7.118.732

Tabla 4.12 Proyección de consumo en automóviles (Escenario Base)

³¹ Fuente:

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

³² Fuente: <http://www.elpais.com.uy/090520/pinter-418121/internacional/autos-seran-mas-limpios-y-eficientes-en-los-ee-uu->

El resto del parque automotor (otro transporte por carretera) se divide en tres categorías: livianos, transporte de carga y transporte de pasajeros.

- **Livianos:** transportes de carga de tamaño pequeño que utilizan Nafta.
- **Transporte de Carga:** camiones de gran tamaño que utilizan Gasoil.
- **Transporte de Pasajeros:** autobuses urbanos e interurbanos que utilizan Gasoil.

Se realizó un proceso similar que con los automóviles, realizando una correlación³³ de la cantidad de unidades con el PBI a 1993, llegando a los siguientes resultados:

Año	PBI (miles de millones AR\$)	Transporte Liviano	Transporte de Carga	Transporte de Pasajeros
2004	279,1	1.204.546	422.024	56.950
2005	304,8	1.272.338	442.108	61.018
2006	330,6	1.370.312	447.042	62.785
2007	359,2	1.486.040	470.708	64.954
2008	383,4	1.623.612	495.997	69.248
2009	386,0	1.681.547	496.958	68.269
2010	398,0	1.689.557	502.363	69.917
2011	408,5	1.735.194	509.650	71.021
2012	424,5	1.804.734	520.754	72.703
2013	440,8	1.875.579	532.065	74.417
2014	458,9	1.954.247	544.626	76.320
2015	477,9	2.037.020	557.843	78.323
2016	498,0	2.124.266	571.774	80.434
2017	518,9	2.215.176	586.289	82.633
2018	540,7	2.309.905	601.415	84.925
2019	563,4	2.408.612	617.176	87.313
2020	587,1	2.511.465	633.598	89.801

Tabla 4.13 Historia y Proyección Cantidad de Unidades de Transporte Liviano, de Carga y de Pasajeros.³⁴

Luego se estimaron los consumos individuales al 2009 de cada clase de vehículo. En todos los casos se asumió que no existía una mejora apreciable en eficiencias. En cuanto a los livianos se propuso que sus consumos individuales sean similares al de los automóviles al 2009 y que solo consumieran nafta. Con respecto a los transporte de carga se asumió un consumo de 0,24 lts/km y un promedio de 34.000 km recorridos por todas las unidades en el año 2009³⁵. Por último en el caso del transporte de pasajeros se

³³ PBI Vs Transporte Liviano: $R^2 = 0,972$. PBI Vs Transporte de Carga: $R^2 = 0,969$. PBI Vs Transporte de Pasajeros: $0,974$.

³⁴ Fuente: ADEFA.

³⁵ Fuente: Federación Argentina de Entidades Empresarias de Autotransporte de Cargas (FADEEAC) y elaboración propia.

asumió un consumo promedio de 0,27 lts/km y un promedio de 42157 km recorridos en el año 2009³⁶. Los resultados son los siguientes:

Año	TEP - Otros Transportes de Carretera			
	Transporte Liviano	Transporte de Carga	Transporte de Pasajeros	Total
2010	1.538.766	4.017.297	779.912	6.335.974
2011	1.580.329	4.075.568	792.228	6.448.124
2012	1.643.663	4.164.362	810.995	6.619.020
2013	1.708.185	4.254.820	830.114	6.793.119
2014	1.779.832	4.355.269	851.344	6.986.444
2015	1.855.217	4.460.957	873.682	7.189.856
2016	1.934.677	4.572.359	897.227	7.404.262
2017	2.017.473	4.688.439	921.761	7.627.673
2018	2.103.748	4.809.394	947.325	7.860.467
2019	2.193.646	4.935.430	973.963	8.103.038
2020	2.287.319	5.066.759	1.001.720	8.355.798

Tabla 4.14 Proyección de consumo en transporte liviano, de carga y pasajeros (Escenario Base).

4.3.2 Transporte a través de rieles

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 promedio de los BEN 2002-2009 fue de 20 kWh por coche-km y se consideró constante para el horizonte temporal del modelo. La evolución del indicador coche-km de los subtes no ha mostrado mucha variación durante los últimos años.

³⁶ Fuente: Secretaría Nacional de Transporte y elaboración propia.

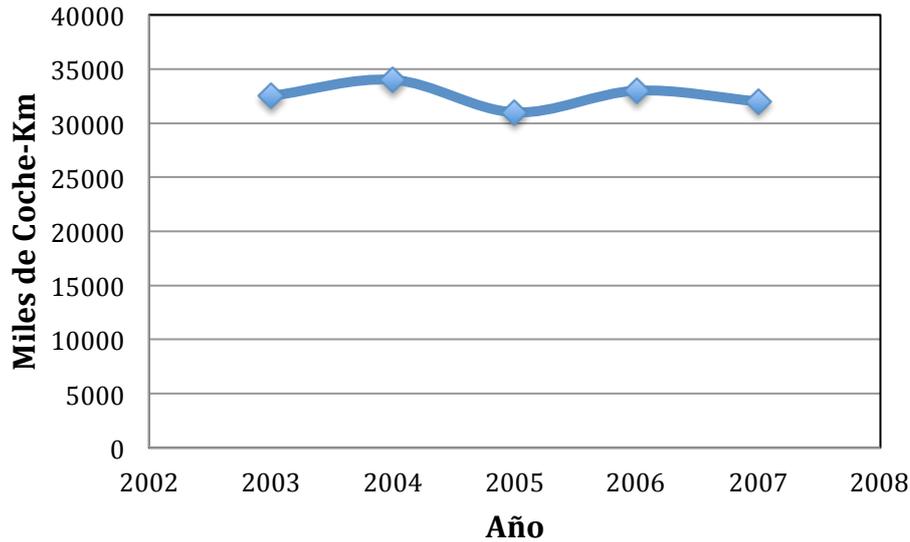


Figura 4.3 Evolución histórica de los coches-km de transporte eléctrico de pasajeros por riel.³⁷

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. Si bien el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires propuso llevar la extensión de subtes al doble para el 2011³⁸, el número de obras comenzadas parecería sugerir que este objetivo es sobre-optimista y ya se anunciaron demoras esperadas³⁹). Por ende se propuso un aumento anual del 2%.

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 locomotoras más utilizadas en la Argentina bajo las condiciones normales de trabajo⁴⁰. Conociendo, además los tren-km recorridos anualmente (proporcionados por la Secretaría de Transporte Ferroviario), se pudo calcular un uso anual de casi 92.000 TEP de gasoil. Esto da un total de 214 TEP por millón de pas-km.

³⁷ Fuente: INDEC.

³⁸ Fuente: http://www.buenosaires.gov.ar/areas/obr_publicas/subtes/?menu_id=177

³⁹ Fuente: http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1047424

⁴⁰ Esto es: locomotora General Motors GT22, (9-10 coches) a potencia aprox. 80% de la máxima.

El transporte de cargas por ferrocarril tuvo un consumo aproximado de 105.000 TEP anuales⁴¹, dando un valor de 7,88 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 años (por falta de series más largas de datos históricos):

Año	Transporte de Pasajeros (MM Pas-Km)	Transporte de Carga (MM Ton-Km)
2003	7,9	11,7
2004	8,0	11,9
2005	8,3	12,2
2006	8,9	12,6
2007	8,3	13,1

Tabla 4.15 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 el promedio. Siendo de 1,4% para los pasajeros y de 2,9% para las cargas.

Año	TEP - Accionados por Electricidad	TEP - Accionados por Gasoil		TEP Total
		Transporte de Carga	Transporte de Pasajeros	
2010	58.218	108.013	93.266	259.497
2011	59.383	111.112	94.549	265.044
2012	60.570	114.300	95.850	270.720
2013	61.782	117.580	97.168	276.530
2014	63.017	120.954	98.505	282.476
2015	64.278	124.424	99.860	288.562
2016	65.563	127.994	101.234	294.792
2017	66.874	131.667	102.627	301.169
2018	68.212	135.445	104.039	307.696
2019	69.576	139.331	105.470	314.378
2020	70.968	143.329	106.921	321.218

Tabla 4.16 Proyección de consumo para transporte en rieles (Escenario Base).

⁴¹ 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 09. 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.

4.3.3 Transporte a través del aire

Los aviones tanto de cabotaje como internacionales utilizan kerosene denominación JP1. Los últimos años tuvieron el siguiente consumo:

Año	TEQ - Transporte Aéreo
2003	301.356
2004	369.000
2005	393.020
2006	926.000
2007	885.000
2008	891.000
2009	993.489

Tabla 4.17 Consumo de Kerosene en transporte Aéreo.

Existe una gran volatilidad de los consumos debido a una multiplicidad de variables. Se intento realizar una correlación con el PBI pero el R^2 a los sumo era de 0,7 dependiendo de los años que se tomaban. Al no poseer mejores datos se asumió un crecimiento anual del 2% para el escenario base.

Año	TEQ - Transporte Aéreo
2010	1.013.359
2011	1.033.626
2012	1.054.299
2013	1.075.385
2014	1.096.892
2015	1.118.830
2016	1.141.207
2017	1.164.031
2018	1.187.311
2019	1.211.058
2020	1.235.279

Tabla 4.18 Proyección de consumo transporte aéreo (Escenario Base).

4.3.4 Transporte a través del 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, esta actividad está definida por el movimiento de 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 categorías⁴². 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 2009 la cantidad de toneladas transportadas por este medio fue de 174,1 millones de toneladas y se adoptó una tasa de crecimiento, igual al crecimiento promedio de los últimos 9 años: 3,2%. El consumo específico de gasoil para 2007 fue de 3944 TEP/millón de ton y de 168 TEP/millón de ton para el fueloil.

Año	TEP Gasoil	TEP Fueloil	TEP Total
2010	708.554	30.130	738.684
2011	731.228	31.094	762.322
2012	754.627	32.089	786.716
2013	778.775	33.116	811.891
2014	803.696	34.176	837.872
2015	829.414	35.269	864.683
2016	855.955	36.398	892.353
2017	883.346	37.563	920.909
2018	911.613	38.765	950.378
2019	940.785	40.005	980.790
2020	970.890	41.285	1.012.175

Tabla 4.19 Proyección de consumo transporte marítimo (Escenario Base).

4.3.5 Resumen del consumo para transporte

Año	TEQ Total
2010	15.051.969
2011	15.197.570
2012	15.449.048
2013	15.704.916
2014	15.993.610
2015	16.298.419
2016	16.620.688
2017	16.956.694
2018	17.306.908
2019	17.671.817
2020	18.043.202

Tabla 4.20 Proyección de consumo para transporte (Escenario Base)

⁴² i) Automóviles a Gasoil. ii) Transporte de Carga y Pasajeros en Carretera. iii) Trenes a Gasoil.

4.4 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.

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.

4.4.1 Cantidad de hogares habitados

Cada hogar habitado es un centro de consumo, y es lógico pensar que con la existencia de más hogares, el consumo agregado crecerá. No se lleva un registro continuo de la cantidad de hogares de todo el país, sino solo interpolaciones entre años censados. El siguiente cuadro resume información importante que se utilizó:

Año	Población Total	Personas con Vivienda	Viviendas Habitadas	Personas por Hogar	% sin Vivienda
1960	20.616.010	19.374.076	4.403.199	4,4	6,0%
1980	28.093.507	27.705.662	7.104.016	3,9	1,4%
1991	33.028.546	32.358.676	8.515.441	3,8	2,0%
2001	37.156.195	36.260.130	10.073.625	3,6	2,4%
2010	40.091.359	39.530.080	14.297.149	2,8	1,4%

Tabla 4.21. Información sobre viviendas.⁴³

El fenómeno de menos personas por vivienda 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.

Se considera que la tendencia decreciente del número de personas por vivienda seguirá hasta alcanzar una estabilización⁴⁴. Se asume 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). Esta es la región de Buenos Aires con un 2,66 hab/hogar. Se tomo este último valor como valor final de estabilización. Si bien la tendencia de años anteriores indicaría valores aun más bajos se utilizo dicho valor de acuerdo a la experiencia de países europeos.

⁴³ Fuente: INDEC y Consejo Nacional de la Vivienda. Estos son los únicos datos del censo 2010 que hasta el momento de la creación de este proyecto fueron publicados.

⁴⁴ Fuente:

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

Además, se pronosticó la población total de acuerdo a pronósticos del INDEC de los primeros años y una extrapolación posterior siguiendo la tendencia. Por último, se asumió que el porcentaje de la población sin vivienda se mantendría constante.

A continuación se puede ver la tabla obtenida:

Año	Población Total	Personas con Vivienda	Viviendas Habitadas	Personas por Hogar	% sin Vivienda
2010	40.091.359	39.530.080	14.297.149	2,76	1,4%
2011	40.392.044	39.826.556	14.535.239	2,74	1,4%
2012	40.674.789	40.105.341	14.771.765	2,72	1,4%
2013	40.959.512	40.386.079	15.013.412	2,69	1,4%
2014	41.246.229	40.668.781	15.260.331	2,67	1,4%
2015	41.514.329	40.933.128	15.388.394	2,66	1,4%
2016	41.784.172	41.199.194	15.488.419	2,66	1,4%
2017	42.034.877	41.446.389	15.581.349	2,66	1,4%
2018	42.287.087	41.695.067	15.674.837	2,66	1,4%
2019	42.540.809	41.945.238	15.768.886	2,66	1,4%
2020	42.796.054	42.196.909	15.863.500	2,66	1,4%

Tabla 4.22. Proyección de viviendas habitadas 2010-2020 (Escenario Base).⁴⁵

La tabla muestra como resultado final la evolución proyectada de la cantidad de hogares hasta el 2020⁴⁶.

4.4.2 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 recursos 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.

Según el Censo 2001⁴⁷, 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 base 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 2020 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

⁴⁵ Estos son los únicos datos del censo 2010 que hasta el momento de la creación de este proyecto fueron publicados.

⁴⁶ Hogares = Población Total. (100 – Porcentaje "Sin Vivienda") / 100 / Hab / Hogar

⁴⁷ El censo del 2010 aun no ha publicado datos sobre esta temática

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% anual⁴⁸. 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 MMS\$ corrientes) y 2007 (488,5 MMS\$ corrientes)⁴⁹. Teniendo en cuenta que el bajo costo del gas impulsó ampliamente la demanda luego de 2001, y que se asume que dicha situación se mantendrá en el escenario base, se propuso mantener esta tasa, alcanzando en 2020 un valor de 84%.

4.4.3 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.).

4.4.4 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 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,

Del estudio de la consultora Montamat y Asociados (Marzo 2009) puede verse que la gran mayoría de usuarios (88,5%) consumen menos de 1000 kWh por bimestre, con una media de 330 kWh/bim, y sin embargo representan menos del 70% del consumo total

⁴⁸ 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.

⁴⁹ Fuente: Enargas

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 usuarios intensivos de más de 1000 kWh/bim. Para el escenario base y escenarios alternativos, los porcentajes tanto de usuarios como de consumo sobre el total residencial, se consideraron constantes.

4.4.5 Resumen de consumo residencial

Con todo lo ya analizado, y utilizando los consumos extraídos de los últimos BEN hasta el 2009, se pudo calcular cuánto representan las distintas categorías de demanda, llegando a un valor de intensidad (en TEP anuales) por hogar. La siguiente tabla resume la información:

Año	Total de Hogares	Electricidad			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
2003	11.185.408	0,953	10.661.483	1.855.263	0,17
		Gas			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,670	7.494.223	6.082.044	0,81
		Otros Combustibles			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,330	3.691.185	1.465.855	0,40
2004	11.741.299	Electricidad			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,955	11.209.888	1.935.485	0,17
		Gas			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,680	7.984.084	6.117.608	0,77
		Otros Combustibles			
Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar		
0,320	3.757.216	1.836.839	0,49		
2005	12.185.387	Electricidad			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,956	11.653.129	2.089.513	0,18
		Gas			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,690	8.407.917	6.597.162	0,78
		Otros Combustibles			
Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar		
0,310	3.777.470	1.569.791	0,42		
2006	12.607.739	Electricidad			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,958	12.076.954	2.280.320	0,19

		Gas			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,700	8.825.418	6.597.006	0,75
		Otros Combustibles			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,300	3.782.322	2.199.186	0,58
2007	Total de Hogares	Electricidad			
	13.030.092	Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,959	12.502.112	2.561.610	0,20
		Gas			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,710	9.251.365	8.016.140	0,87
Otros Combustibles					
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,290	3.778.727	1.286.632	0,34
2008	Total de Hogares	Electricidad			
	13.452.444	Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,961	12.928.606	2.697.083	0,21
		Gas			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,720	9.685.760	7.618.570	0,79
Otros Combustibles					
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,280	3.766.684	1.680.525	0,45
2009	Total de Hogares	Electricidad			
	13.874.797	Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,963	13.356.434	2.780.000	0,21
		Gas			
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,730	10.128.602	7.595.329	0,75
Otros Combustibles					
		Penetración	Hogares	TEP	TEP/Hogar
		0,270	3.746.195	1.596.519	0,43

Tabla 4.23. Modelización energética residencial

La tabla se calculo asumiendo que los hogares utilizan electricidad y alguna de las siguientes opciones: gas u otros combustibles. Por ejemplo, el consumo de electricidad es correspondiente al 96,3% de los hogares en el 2009. En lo que respecta al gas, se consideró que todos aquellos que tuvieran acceso a redes de gas (73% de los hogares en 2009) 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. En el 2009 27%

restante utilizan leña, gas licuado (GLP), kerosene y carbón. Toda esta información fue volcada al modelo.

Mediante esta tabla se pueden estimar los TEP/Hogar futuros de estas tres divisiones. El TEP/ hogar de electricidad se estima a partir de un crecimiento lineal creciente⁵⁰ similar a un 3% anual. Por otro lado los TEP/Hogar del gas y otros combustibles al no presentar una tendencia clara se los estimo promediando sus valores. Se asume un TEP/Hogar constante para gas de 0,788 y de 0,442 para otros combustibles para pronosticar los años de análisis. Con los estos coeficientes, los grados de penetración de electricidad, gas y otros combustibles previamente pronosticados y los hogares en la argentina se obtiene la proyección de consumo residencial.

Año	Electricidad		Gas		Otros Combustibles	
	Hogares	TEP	Hogares	TEP	Hogares	TEP
2010	13.785.597	3.025.570	10.579.890	8.332.227	3.717.259	1.644.000
2011	14.038.134	3.181.201	10.901.429	8.585.456	3.633.810	1.607.094
2012	14.289.910	3.340.259	11.226.541	8.841.499	3.545.224	1.567.916
2013	14.547.396	3.504.287	11.560.327	9.104.373	3.453.085	1.527.166
2014	14.810.761	3.673.449	11.903.058	9.374.292	3.357.273	1.484.792
2015	14.959.366	3.817.088	12.156.831	9.574.152	3.231.563	1.429.196
2016	15.081.073	3.955.793	12.390.735	9.758.364	3.097.684	1.369.986
2017	15.196.178	4.094.457	12.620.893	9.939.625	2.960.456	1.309.296
2018	15.312.122	4.234.996	12.853.367	10.122.711	2.821.471	1.247.828
2019	15.428.909	4.377.430	13.088.176	10.307.635	2.680.711	1.185.575
2020	15.546.547	4.521.779	13.325.340	10.494.415	2.538.160	1.122.530

Tabla 4.24. Proyección de consumo residencial de electricidad, gas y otros combustibles (Escenario Base)

Año	TEP Total
2010	13.001.797
2011	13.373.751
2012	13.749.674
2013	14.135.826
2014	14.532.533
2015	14.820.436
2016	15.084.143
2017	15.343.378
2018	15.605.535
2019	15.870.641
2020	16.138.724

Tabla 4.25. Proyección de consumo total residencial (Escenario Base)

⁵⁰ $0,00713809 * \text{Año} - 14,128096$ ($R^2 = 0,91$)

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

4.5.1 Sector comercial

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 consumo.

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 PBI a pesos constantes y el consumo energético tomando datos desde 2002 hasta 2007, arrojó un valor de 0,977 que resulta muy bueno para los propósitos del modelo. Consecuentemente se hizo variar al consumo comercial con el PBI.⁵¹

⁵¹ $4584,52 * PBI + 1005380,74$

4.5.2 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.

Se asumió que todos los consumos públicos dependen de 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. El coeficiente de correlación que se obtuvo es 0,961.⁵²

4.5.3 Resumen de consumo comercial y público

Año	PBI (miles de millones AR\$)	TEP Comercial	Viviendas	TEP Público
2002	235,2	2.112.346	10.629.516,50	898.472
2003	256,0	2.171.330	11.185.407,99	926.887
2004	279,1	2.317.057	11.741.299,49	1.004.389
2005	304,8	2.337.189	12.185.387,00	990.665
2006	330,6	2.472.821	12.607.739,40	1.070.047
2007	359,2	2.700.756	13.030.091,80	1.129.439
2008	383,4	2.754.909	13.452.444,20	1.158.374
2009	386,0	2.795.488	13.874.796,60	1.167.153
2010	398,0	2.830.021	14.297.149,00	1.221.228
2011	408,5	2.878.159	14.535.239,26	1.242.870
2012	424,5	2.951.511	14.771.764,81	1.264.369
2013	440,8	3.026.239	15.013.412,21	1.286.334
2014	458,9	3.109.219	15.260.330,73	1.308.778
2015	477,9	3.196.528	15.388.394,17	1.320.419
2016	498,0	3.288.556	15.488.418,73	1.329.511
2017	518,9	3.384.449	15.581.349,24	1.337.958
2018	540,7	3.484.370	15.674.837,34	1.346.455
2019	563,4	3.588.488	15.768.886,36	1.355.004
2020	587,1	3.696.978	15.863.499,68	1.363.604

Tabla 4.25 Proyección de consumo público y comercial (Escenario Base)

4.6 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

⁵² $0,09089676 * \text{Viviendas} - 78336,45$

agrícola donde se utilizan tractores, sembradoras y otras maquinarias de altas intensidades energéticas que utilizan electricidad, fueloil, gasoil, nafta y GLP.

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 (93% del consumo en TEP) en este sector ya que la mayoría de las maquinarias poseen motores con ciclo Diesel y requieren de este combustible.

Ya que el consumo de este sector es relativamente bajo en comparación a otros se decidió simplificar su pronóstico y evitar hacer complicadas egresiones que dependen de superficie sembrada, producción de granos y rendimiento por hectárea. Simplemente se asumió un crecimiento similar al del PBI asociado a la agricultura, ganadería, caza y silvicultura. El crecimiento de acuerdo a estudios anteriores es de 3,9%.⁵³

4.6.1 Resumen de consumo agropecuario

Año	TEP
2010	3.569.319
2011	3.708.523
2012	3.853.155
2013	4.003.428
2014	4.159.562
2015	4.321.785
2016	4.490.334
2017	4.665.457
2018	4.847.410
2019	5.036.459
2020	5.232.881

Tabla 4.26 Proyección de consumo agropecuario (Escenario Base)

4.7 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 2009, el R2 calculado es de 0,92 lo que

⁵³ <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnica/2007-3/Proyecciones.pdf>

corroboraría la hipótesis adoptada para el modelo. Se hizo entonces que el consumo variara en función del IPI total.

4.7.1 Resumen de consumo no energético

Año	TEP
2010	3.817.638
2011	3.920.714
2012	4.026.574
2013	4.135.291
2014	4.246.944
2015	4.361.611
2016	4.479.375
2017	4.600.318
2018	4.724.527
2019	4.852.089
2020	4.983.095

Tabla 4.27 Proyección de consumo no energético (Escenario Base)

4.8 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 los proceso de transformación energética (estos factores serán tratados mas adelante).

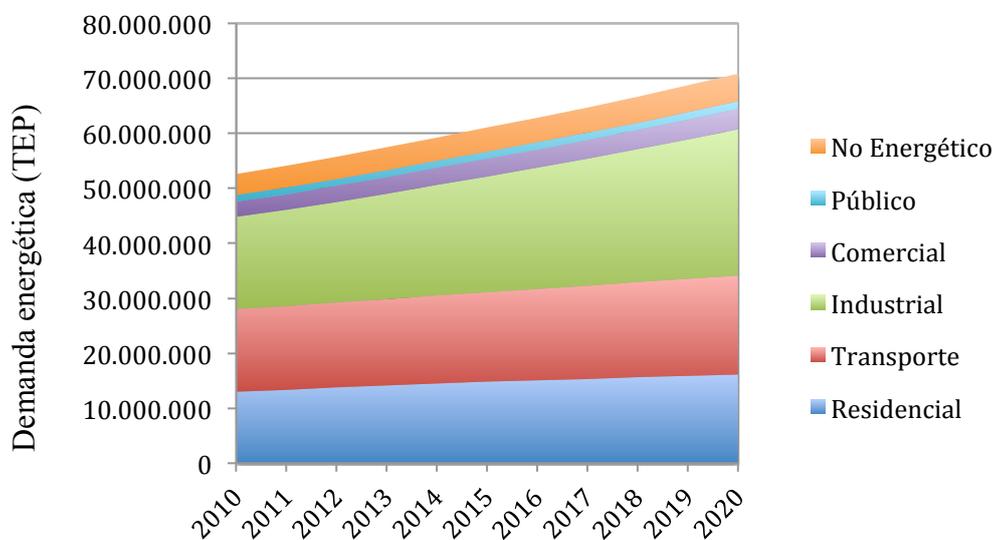


Figura 4.4 Demanda energética proyectada por sector (Escenario de Base)

El sector industrial tomara cada vez más preponderancia en el consumo energético, en comparación a otros sectores. El residencial también presenta un aumento en su preponderancia, pero no tanto como el primer grupo. Todos los demás sectores parecen tener crecimientos similares. Se puede observar que el transporte no crece tanto como los dos otros grandes sectores debido a la mejora de eficiencias de vehículos.

5. RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de los capítulos anteriores fue modelizar tanto la demanda como la oferta y transformación para los distintos sectores energéticos. Este modelo puede ser resumido en el siguiente diagrama de flujo:

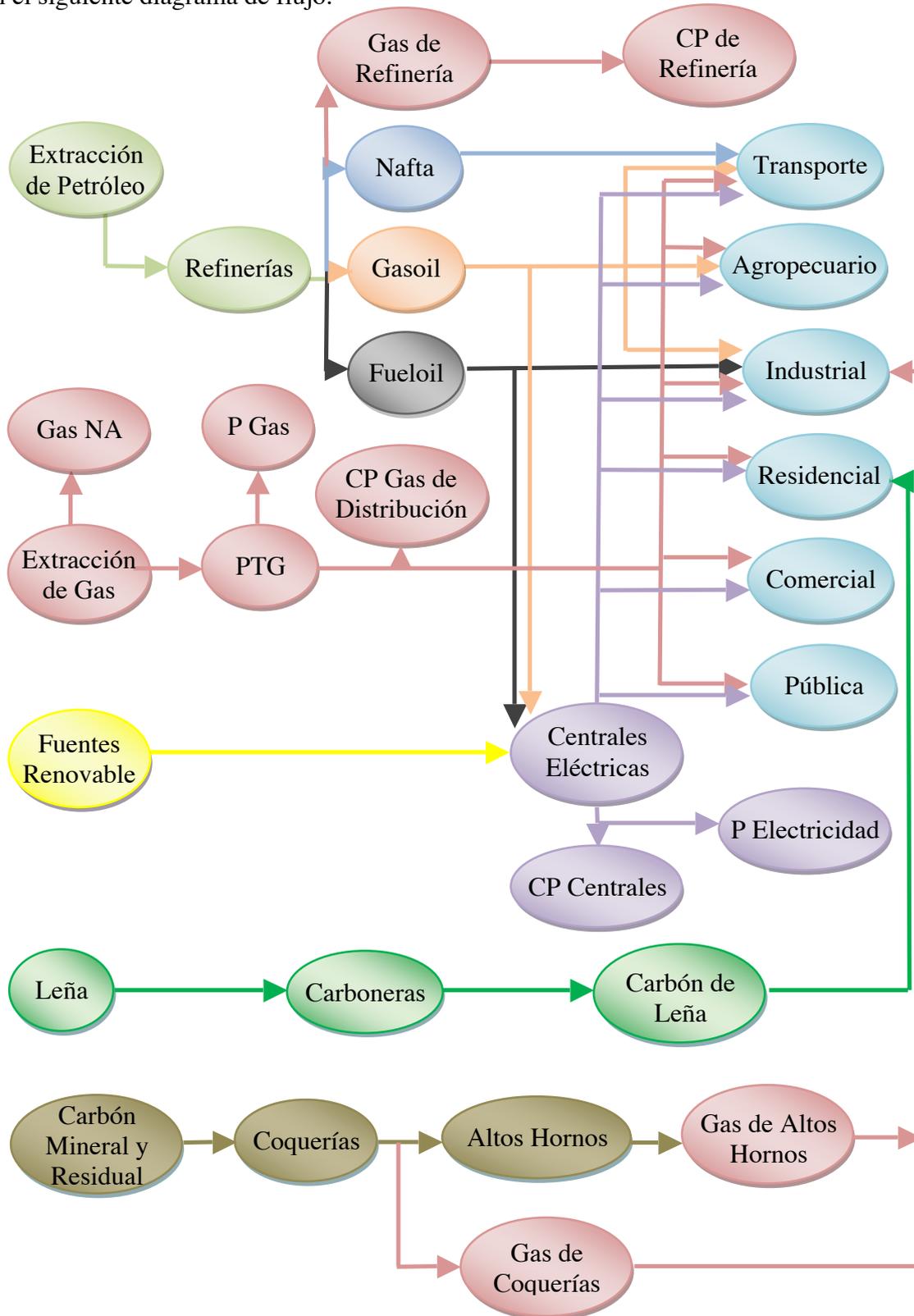


Figura 5.1 Diagrama de flujo de oferta transformación y demanda de energía.

Este diagrama de elaboración propia sintetiza de manera visual gran parte de lo planteado hasta el momento en este trabajo. Para su mejor entendimiento se debe considerar que:

- El diagrama debe ser leído de izquierda a derecha comenzando por la oferta, pasando por las respectivas transformaciones hasta llegar a la demanda de energía por sectores.
- Cada una de las diferentes formas de energía (electricidad, combustibles, etc.) tienen asignado un color para visualizar mejor su recorrido. Ciertas formas de energía que siguen un mismo camino mantuvieron un mismo color. Como la demanda por sector consume distintas formas de energía por sector se le asignó un color particular también.
- Se utilizó la siguiente notación:
 - P: Perdidas
 - NA: No Aprovechado
 - CP: Consumo propio
 - PTG : Plantas de Tratamiento de Gas
 - FR: Fuentes Renovables
- No fueron diagramados los siguientes ítems:
 - El consumo no energético de combustibles (como los solventes de la industria petroquímica; ver sección 4.7) aunque si son tomados en cuenta para la simulación
 - El consumo propio (uso de la energía para mantener a las usinas, refinerías, coquerías, maquinarias, etc. funcionando; ver sección 3.5) solo fue diagramado en los puntos de mayor importancia. Por ejemplo, en refinerías también existe un consumo de propio de combustibles fuera del gas, como el fueloil.
 - Tampoco se diagramaron otros productos menores de refinerías y PTG (siendo lo más importantes el kerosene JP1 y el GLP).
 - Las exportaciones e importaciones, que como se verá más adelante son claves para este modelo.

A continuación se plantearán distintos escenarios utilizando el modelo que este esquema sintetiza. Para lograr un mejor entendimiento de los mismos, es muy útil repasar y resumir los “recorridos” dentro de este sistema.

En primer lugar, está el recorrido que comienza con la extracción del petróleo (sección 3.3) de la cual se observa un decrecimiento exponencial en los últimos años. El crudo se dirige a una refinería (sección 3.4) en donde se obtienen diversos derivados en donde resaltan:

- El gas de refinería que es utilizado para el consumo propio de la misma.
- La nafta que es consumida completamente por los automóviles y livianos en el sector transporte (sección 4.3.1).
- El Gasoil que es consumido por el sector transporte (transporte de carga y

pasajeros en carretera y rieles y transporte marítimo; sección 4.3.1, 4.3.2 y 4.3.4), el sector agropecuario (tractores, etc.; sección 4.6), centrales eléctricas para generar electricidad (sección 3.2) y en menor medida el sector industrial.

- El Fueloil es utilizado principalmente como combustible de centrales eléctricas, aunque también es utilizado en el sector industrial.

Por otro lado, esta la extracción del gas (sección 3.3) la cual tiene una declinación fuerte aunque no tanto como en el caso del petróleo. El gas del yacimiento es llevado a plantas de tratamiento de gas (sección 3.4) en donde se lo libera de impurezas y separa de hidrocarburos más pesados residuales. No todo el gas del yacimiento es aprovechado ya que parte es venteado (sección 3.7). Luego el gas es distribuido al consumo de todos los sectores de la demanda en donde resaltan los sectores industriales (sección 4.2) y el residencial (sección 4.4). Además, el gas es materia prima en las centrales eléctricas con ciclos térmicos. Durante todo este recorrido existen ciertas pérdidas y consumo propio

Las centrales eléctricas (sección 3.2) reciben energía a partir de fuentes no renovables, como el gas, gasoil y fueloil así como de fuentes renovables en donde se destaca la hidroeléctrica y en menor medida la nuclear⁵⁴ (también se consideran la eólica, solar, geotérmica, biomasa, etc.). Tal como sucede con el gas la electricidad es consumida en todos los sectores demandantes especialmente en el industrial y residencial.

Por último hay otros “recorridos menores” explicados en la sección 3.4. en donde se destacan las carboneras que cubren la demanda de carbón de leña del sector residencial y la coquerías y altos hornos que generan gas que se consume principalmente en el sector industrial.

Por más que no se encuentren en el esquema se debe prestar especial atención a las importaciones y exportaciones de energía en todas sus formas (sección 3.6). En caso de haber un exceso de demanda se realizaran importaciones y en el caso de haber un exceso de oferta se realizaran exportaciones. Se considera que al inicio de la simulación:

- Se exporta petróleo, nafta, fueloil y carbón residual.
- Se importa gas, gasoil y electricidad (este último en menor medida).
- Se considera un balance estable para las demás formas de energía.

Una vez realizado esta síntesis del sistema, asumiendo como válidas todas las hipótesis que se plantean durante todo este trabajo, se presentan los resultados del escenario base. Luego, se simularan distintas políticas a modo de evaluar el impacto que podrían tener sobre el sistema, y por ende su nivel de efectividad.

5.2 ESCENARIO BASE

El escenario base, es aquel que asume políticas continuistas, sin considerar planes específicos para subsanar los problemas que hoy afectan al sector. Todos los

⁵⁴ La energía nuclear no es renovable aunque a fines prácticos en el esquema se la tomo como tal.

pronósticos que se observan en los capítulos 3 y 4 responden al escenario base.

Para realizar la presentación de los resultados se decidió representar la relación entre oferta y demanda de la electricidad, gas natural, nafta y gasoil. El modelo tiene la capacidad de representar cualquier tipo de combustible o energía pero se decidió enfocarse en estos al ser considerados clave.

A continuación se observa el pronóstico de los consumos anuales de electricidad en los próximos 10 años diferenciándolos por tipo de consumo.

Año	Consumo					
	Total	Propio	Residencial	Comercial	Público	Industrial
2010	9.465.258	47.916	3.025.570	1.867.814	512.129	4.011.829
2011	9.860.689	49.917	3.181.201	1.899.585	528.326	4.201.660
2012	10.314.348	52.214	3.340.259	1.947.997	572.502	4.401.376
2013	10.732.115	54.329	3.504.287	1.997.318	564.679	4.611.503
2014	11.224.879	56.823	3.673.449	2.052.084	609.927	4.832.595
2015	11.695.017	59.203	3.817.088	2.109.708	643.780	5.065.237
2016	12.158.105	61.548	3.955.793	2.170.447	660.273	5.310.044
2017	12.625.047	63.911	4.094.457	2.233.737	665.277	5.567.664
2018	13.136.060	66.498	4.234.996	2.299.684	696.100	5.838.781
2019	13.647.468	69.087	4.377.430	2.368.402	708.436	6.124.113
2020	14.178.670	71.776	4.521.779	2.440.006	720.690	6.424.418

Tabla 5.1 Proyección de consumo o demanda eléctrica, en TEP.

En la misma se puede observar un aumento total del consumo del 50% en tan solo 10 años. Este incremento está impulsado más que nada por el crecimiento del sector industrial (60%) y el residencial (50%). La pregunta que surge automáticamente al ver este aumento, es si la oferta dada por las centrales será capaz de seguir también este aumento.

Año	Cap Efectiva Disponible	Imp - Exp	Electricidad Distribuida	Perdidas	Consumo Total
2010	12.344.998	580.040	11.175.039	1.709.781	9.465.258
2011	12.844.931	546.968	11.641.900	1.781.211	9.860.689
2012	13.851.318	76.188	12.177.506	1.863.158	10.314.348
2013	14.224.901	195.837	12.670.738	1.938.623	10.732.115
2014	14.687.178	315.335	13.252.514	2.027.635	11.224.879
2015	15.034.564	523.012	13.807.576	2.112.559	11.695.017
2016	15.366.270	738.046	14.354.316	2.196.210	12.158.105
2017	15.850.515	805.089	14.905.604	2.280.557	12.625.047
2018	16.334.760	924.165	15.508.925	2.372.866	13.136.060
2019	16.819.006	1.043.707	16.112.713	2.465.245	13.647.468
2020	17.303.251	1.186.618	16.739.870	2.561.200	14.178.670

Tabla 5.2 Proyección de la oferta y transformación eléctrica, en TEP

La capacidad efectiva disponible⁵⁵ es la cantidad de electricidad que las centrales año a año serán capaces de suministrar, teniendo en cuenta las indisponibilidades y proyectos de construcción de centrales detallados en la sección 3.2. Las pérdidas son un 15,3% de la electricidad distribuida o enviada para consumo. Debe resaltarse que si el consumo eléctrico no fuese estacional se podría calcular a la balanza “Importación – Exportación” como la diferencia o margen entre “Capacidad Efectiva Disponible – Electricidad Distribuida”. Debido a la estacionalidad diaria, semanal y mensual de la misma existen movimientos de importación y exportación más allá que no se llegue a consumir de manera acumulada toda la capacidad efectiva de la matriz.

Lo que sí es cierto es que la importaciones crecen a medida que esta diferencia se acorta. Esto se debe a que el "nivel de utilización"⁵⁶ de la matriz crece. Es lógico pensar que a medida que la matriz eléctrica se encuentre mas exigida mayores serán las importaciones ya que no podrá los picos de demanda.

A partir de la figura 5.2 e puede decir que en el año 2012 hay una mejora en el nivel de utilización debido a la gran cantidad de centrales proyectadas este margen crece cada vez más, reduciendo la necesidad de importaciones. Pero, a partir del 2013 esta situación se revierte y las importaciones crecen cada vez mas duplicándose en el 2020 en comparación a los valores del 2010. Si se asume que el consumo proyectado es correcto, es necesaria una mayor capacidad efectiva en el futuro, es decir una mayor inversión en centrales eléctricas.

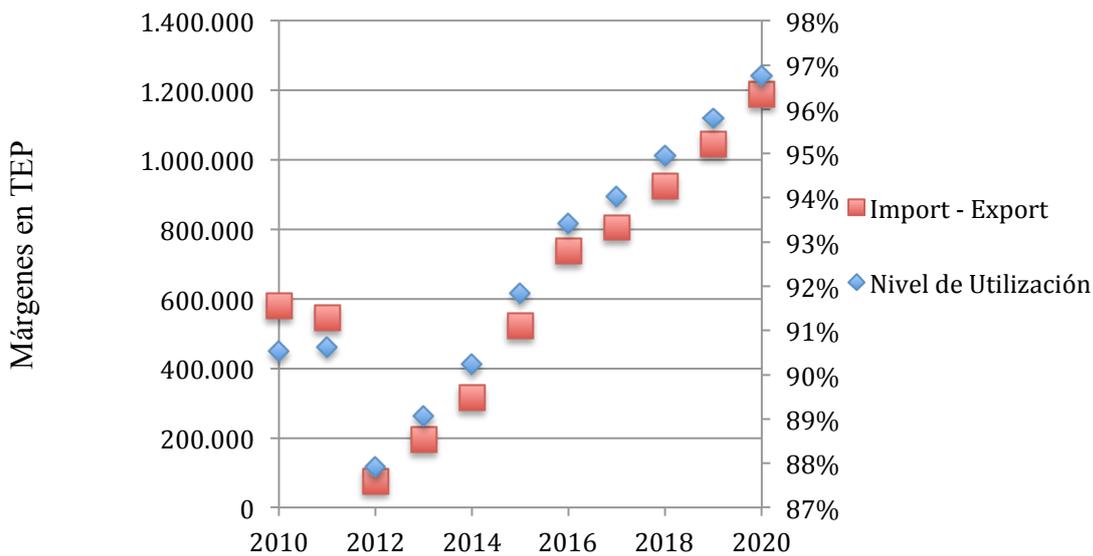


Figura 5.2 Comparación de Nivel de Utilización y Balanza de Exportaciones e Importaciones, en TEP

⁵⁵ Capacidad Efectiva = Capacidad Instalada * Indisponibilidades. Se refiere a la misma como disponible ya que no necesariamente su totalidad es consumida. Para más información ver capítulo 3.

⁵⁶ Se lo define como el cociente entre "Electricidad distribuida / Capacidad Efectiva"

Con respecto al gas se calculó cual iba a ser su demanda en los próximos 10 años, dividiéndola en los sectores más importantes viendo una clara preponderancia en el sector industrial con un crecimiento del 60% entre el 2020 y el 2010 en comparación al lento crecimiento de consumo residencial (25% en el mismo periodo).

Año	Consumo					
	Total	Propio ⁵⁷	Residencial	Comercial	Público	Industrial
2010	19.998.589	324.932	8.332.227	948.057	366.081	10.027.291
2011	20.762.580	337.346	8.585.456	964.183	377.659	10.497.936
2012	21.583.211	350.679	8.841.499	988.756	409.237	10.993.039
2013	22.399.655	363.944	9.104.373	1.013.790	403.645	11.513.902
2014	23.292.212	378.446	9.374.292	1.041.588	435.989	12.061.896
2015	24.135.795	392.153	9.574.152	1.070.837	460.188	12.638.464
2016	24.983.057	405.919	9.758.364	1.101.666	471.978	13.245.131
2017	25.852.514	420.046	9.939.625	1.133.791	475.555	13.883.498
2018	26.777.898	435.081	10.122.711	1.167.264	497.588	14.555.254
2019	27.728.897	450.533	10.307.635	1.202.143	506.406	15.262.180
2020	28.720.868	466.650	10.494.415	1.238.488	515.166	16.006.150

Tabla 5.3 Proyección de consumo o demanda de gas, en TEP.

Siguiendo el ejemplo de la electricidad se hizo un balance de la oferta teniendo en cuenta el consumo como insumo del gas en las plantas eléctricas.

Año	Producción Nacional de Gas	Producción luego PTG y CP	Imp -Exp	Perdidas + No Aprovechado	Centrales Eléctricas	Consumo Total
2010	39.090.383	31.225.009	1.303.562	748.157	11.781.825	19.998.589
2011	37.398.532	29.873.576	3.996.253	779.006	12.328.243	20.762.580
2012	35.786.254	28.585.704	6.378.160	804.169	12.576.484	21.583.211
2013	34.249.596	27.358.237	9.010.900	836.490	13.132.992	22.399.655
2014	32.784.812	26.188.182	11.839.850	874.645	13.861.175	23.292.212
2015	31.388.343	25.072.697	14.388.364	907.604	14.417.662	24.135.795
2016	30.056.817	24.009.087	16.572.351	933.373	14.665.007	24.983.057
2017	28.787.032	22.994.795	19.053.048	967.100	15.228.228	25.852.514
2018	27.575.948	22.027.393	21.598.508	1.003.396	15.844.608	26.777.898
2019	26.420.684	21.104.580	24.126.087	1.040.305	16.461.464	27.728.897
2020	25.318.503	20.224.168	26.677.636	1.078.742	17.102.195	28.720.868

Tabla 5.4 Proyección de consumo o demanda de gas, en TEP.

⁵⁷ Consumo Propio de Distribuidoras.

A la producción nacional se le resta el consumo propio en las plantas de tratamiento, así como la pérdida en hidrocarburos más pesados en la misma. A su vez se tienen en cuenta las pérdidas (0,7%) y el porcentaje de gas venteado (no aprovechado - 1,6%). Se agrega al consumo total, el consumo de gas en las centrales eléctricas (CE). Este consumo en las CE, no fue contemplado como parte del consumo total, ya que en realidad es un proceso de transformación, pero dentro del marco del gas su efecto es el mismo.

Este pronóstico es el más crítico de todos los observados en el escenario base. Ya existe en el 2009 un desbalance negativo entre importaciones y exportaciones. Las importaciones crecerán en 10 años aproximadamente 20 veces (2 millones de TEP/Año aprox.), asumiendo que no se realiza ningún cambio significativo en el sistema energético nacional. El gran causante de este déficit es la gran declinación en la producción de gas, debido entre otros factores a las retenciones de los mismos que desalientan las inversiones en el país haciendo caer las reservas y la producción anual.

En el caso del petróleo se tomaron los dos derivados más críticos: gasoil y nafta. Los resultados se muestran a continuación:

Año	Producción Nacional	Producción Gasoil Refinerías	Imp - Exp	Centrales Eléctricas	Consumo Total ⁵⁸
2010	31.200.771	11.366.441	210.695	1.433.002	10.144.133
2011	29.651.419	10.802.012	932.780	1.502.818	10.231.974
2012	28.182.814	10.266.999	1.642.798	1.566.599	10.343.199
2013	26.790.599	9.759.815	2.477.759	1.614.454	10.623.121
2014	25.470.660	9.278.961	3.330.972	1.687.903	10.922.031
2015	24.219.109	8.823.021	4.132.656	1.721.245	11.234.432
2016	23.032.272	8.390.657	4.891.748	1.721.245	11.561.159
2017	21.906.679	7.980.603	5.696.115	1.775.488	11.901.230
2018	20.839.050	7.591.666	6.493.233	1.829.730	12.255.168
2019	19.826.284	7.222.715	7.284.779	1.883.973	12.623.521
2020	18.865.454	6.872.685	8.071.792	1.938.216	13.006.262

Tabla 5.5 Proyección de consumo y oferta de gasoil anual, en TEP.

⁵⁸ Suma de consumo agropecuario y de transporte de gasoil.

Año	Producción Nacional de Petróleo	Producción Gasoil Refinerías	Imp - Exp	Consumo Total
2010	31.200.771	7.581.787	-902.604	6.679.183
2011	29.651.419	7.205.295	-727.617	6.477.678
2012	28.182.814	6.848.424	-533.859	6.314.564
2013	26.790.599	6.510.116	-372.222	6.137.894
2014	25.470.660	6.189.370	-228.069	5.961.302
2015	24.219.109	5.885.243	21.290	5.906.534
2016	23.032.272	5.596.842	432.104	6.028.946
2017	21.906.679	5.323.323	833.421	6.156.744
2018	20.839.050	5.063.889	1.226.213	6.290.102
2019	19.826.284	4.817.787	1.611.414	6.429.201
2020	18.865.454	4.584.305	1.984.677	6.568.982

Tabla 5.6 Proyección de consumo y oferta de nafta anual, en TEP.

La situación de ambos derivados es bastante distinta. En el caso del gasoil se observa algo similar a lo que sucede con el gas en que para mantener el creciente consumo, y la baja en la producción nacional se necesita un aumento de las importaciones en 800 mil TEP por año aproximadamente. El caso de la nafta por ahora mantiene una mejor situación ya que se considera que en los primeros 5 años la Argentina seguirá teniendo la capacidad de exportar parte de su producción de nafta. Esta situación se acaba cuando se entra en déficit en el 2015, si bien el déficit no es tan alto también se debe tomar como una señal de alarma a largo plazo.

El escenario base muestra un déficit en prácticamente todos los combustibles claves de la matriz energética. El consumo crece en un 34% en 10 años mientras que la producción de gas decrece en un 35% y la de petróleo en un 40%. Esto lleva a un déficit en el autoabastecimiento de gas y gasoil en primer lugar, y en segundo plano de electricidad y nafta. Las crecientes importaciones llevan a costos energéticos que serán muy difíciles de mantener, sin tener cuenta el hecho que además es muy probable que se generen cortes en los picos de demanda si esto llega a suceder.

5.3 ESCENARIO “MATRIZ DIVERSIFICADA”

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 matriz. 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 térmicas 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”.

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. 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 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 que tal vez exceda los 10 años que propone esta simulación.

Se simulan dos escenarios posibles de diversificación:

- El Programa GEN-REN que consiste en una licitación por parte de ENARSA para la compra de energía eléctrica a partir de fuentes de origen renovables por 1.000 megavatios, compuestos por 500 megavatios eólicos, 150 megavatios térmicos a partir del uso de biocombustibles, 120 megavatios a partir del uso de residuos urbanos, 100 megavatios de biomasa, 60 megavatios de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 30 megavatios de geotermia, 20 megavatios de origen solar y 20 megavatios a partir de biogás. Esta energía generada será entregada por ENARSA al Mercado Eléctrico Argentino a través de contratos de compra de energía por un plazo de 15 años. En el modelo, se estima que los 1000 MW de potencia instalada adicional se alcanzaran en el 2013 y luego se continuaran con programas similares de manera que la pendiente de crecimiento de estos primeros años se extrapola hasta al 2020.
- Ley de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de energía (Ley FNFR) que declara que para el año 2016, el 8% del consumo eléctrico debe ser abastecido a partir de fuentes de energías renovables. Por ende, en el modelo se propone un crecimiento lineal de potencia instalada adicional por fuentes renovables de manera que en el 2016 se alcance el 8% de la matriz nacional, para luego continuar con este incremento de manera lineal al igual que en el caso del GEN-REN pero con una pendiente mayor.

Lo lógico sería que se reemplazara parte de las obras de aumento la potencia instalada no renovable por renovable, pero dado que el sistema eléctrico se encuentra al límite esto no es posible. A continuación se compara la capacidad instalada pronosticada en el escenario base, con el programa GEN-REN y la Ley FNFR.

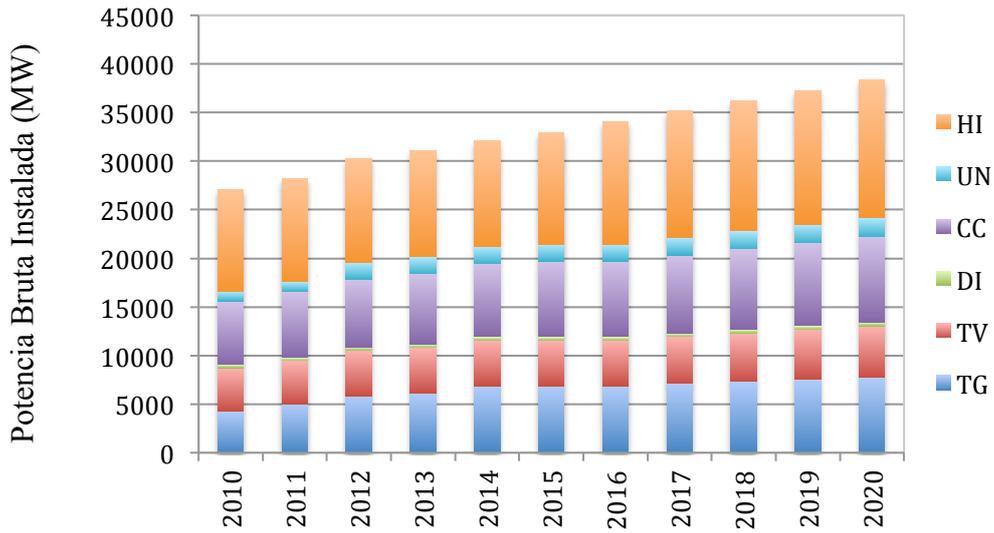


Figura 5.3 Pronostico de la Potencia Bruta Instalada por tipo (Escenario Base), en MW

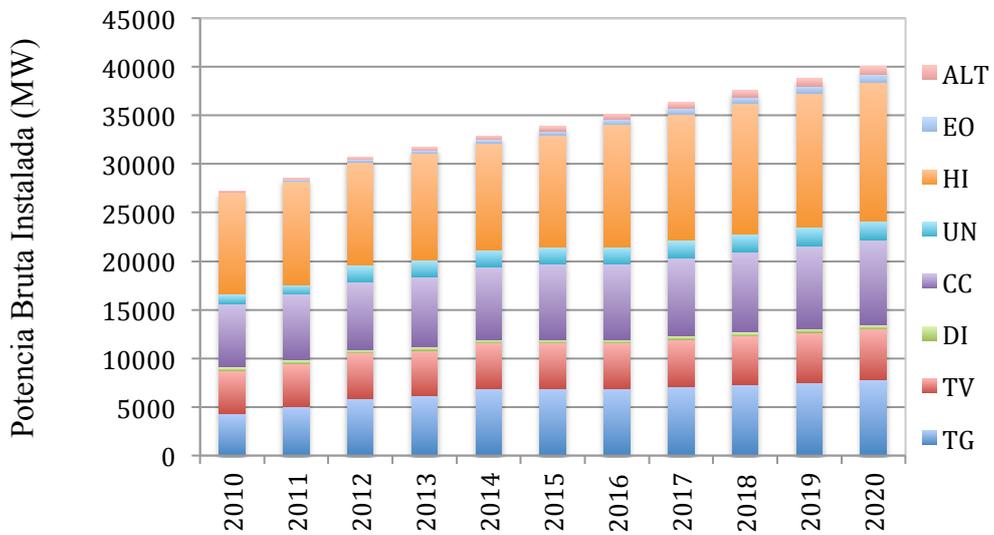


Figura 5.4 Pronostico de la Potencia Bruta Instalada por tipo (Escenario GEN-REN), en MW⁵⁹

⁵⁹ EO: Energía Eólica y ALT: Otras energías alternativas.

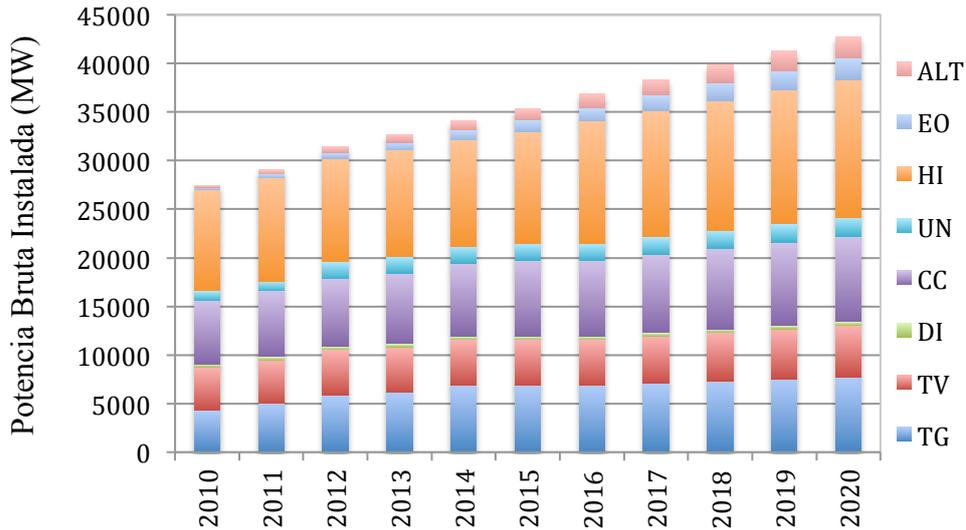


Figura 5.5 Pronostico de la Potencia Bruta Instalada por tipo (Escenario Ley FNRN) en MW

De los 3 gráficos mostrados previamente se puede concluir que no existen grandes diferencias en la potencia instalada, especialmente entre los dos primeros. En el caso de la Ley FNRN se puede observar un decrecimiento porcentual de las centrales en base a fuentes fósiles al final de horizonte temporal.

Luego para estimar el “Nivel de Utilización” del sistema eléctrico en cada escenario.⁶⁰

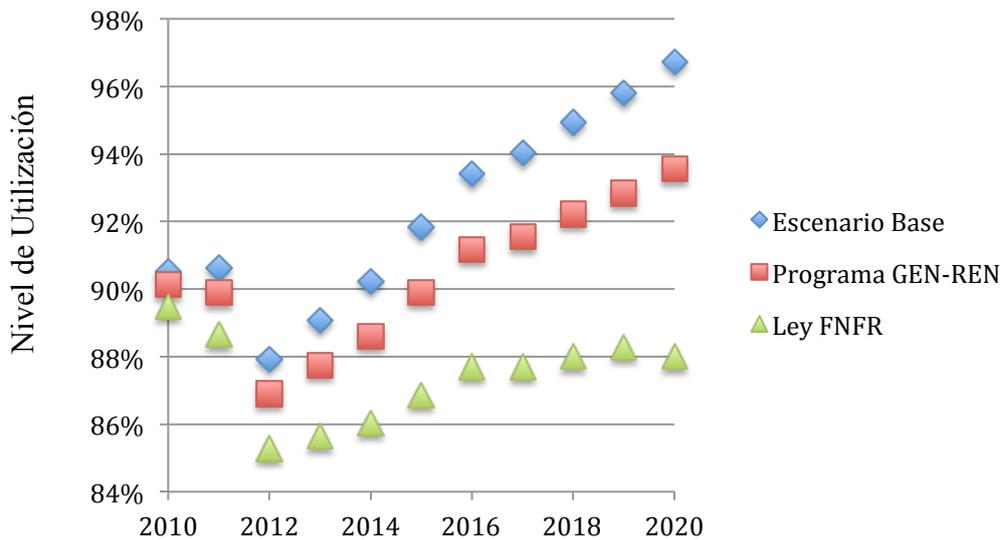


Figura 5.6. Nivel de Ocupación de la Matriz Eléctrica.

Se puede observar que tanto el escenario base como el programa GEN-REN llevan en el largo plazo a un incremento en el Nivel de Ocupación, que producirá indirectamente importación de electricidad con un gran costo o en su defecto cortes. Por otra parte, con el escenario Ley FNRN se observa una estabilización en el nivel. Si bien el valor es

⁶⁰ Ver Sección 5.2 figura 5.2

alto, al menos indica que las importaciones no aumentaran indefinidamente. A partir de esto se concluye que el programa GEN-REN no es suficiente para evitar grandes importaciones y se continúa el análisis enfocándose en el escenario de la ley FNRN.

Al utilizar energías se reducen los consumos de fuentes fósiles. En las siguientes figuras se puede observar la reducción en consumo de gas y gasoil en el escenario Ley FRNF en comparación al escenario base.

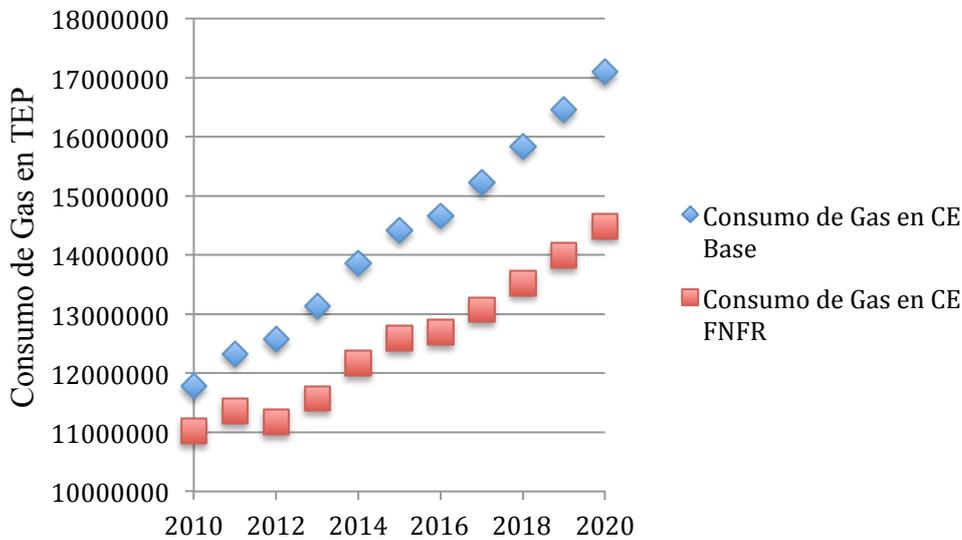


Figura 5.7 Comparación de Pronósticos de Consumo de Gas en Centrales Eléctricas, en TEP

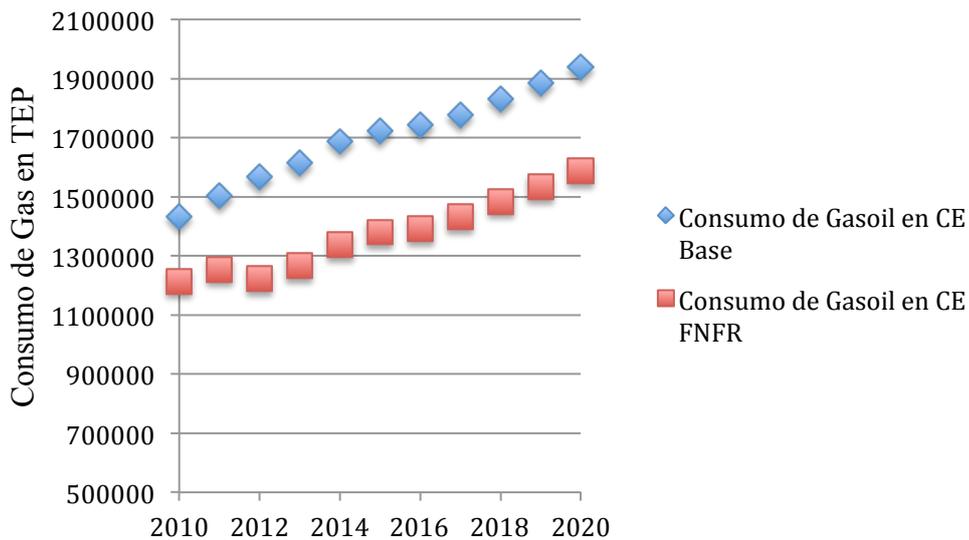


Figura 5.8 Comparación de Pronósticos de Consumo de Gasoil en Centrales Eléctricas, en TEP

Existen importantes reducciones en los consumos de gas y gasoil en centrales eléctricas especialmente en el largo plazo. En el caso de gas la reducción al final del horizonte temporal es aproximadamente de un 15% y el del gasoil de un 18%. Si bien estas son

importantes reducciones no serían suficientes para poder equilibrar la balanza de importaciones/exportaciones de dichos combustibles.

5.4 ESCENARIO “LIBERACIÓN PARCIAL DEL MERCADO”

Se puede observar que los desalentadores pronósticos del escenario base tienen entre otras razones la gran caída de las producciones en petróleo y gas. Se puede argumentar que esta gran declinación en las producciones anuales viene dada por el marco regulatorio generado a partir del 2002. Dentro de este marco regulatorio se destacan las retenciones a petróleos y derivados y los subsidios al gas y a la electricidad.

5.4.1 Retenciones de petróleo y derivados

En el esquema de retenciones de petróleo y derivados actual rige el siguiente criterio:

- Si el precio internacional (P_i) del petróleo supera o iguala al valor de referencia (fijado en 60,9 dólares) el derecho de exportación se calcula en base a una fórmula específica que relaciona al P_i con el Valor de Corte (VC) establecido. De esta manera, con un precio en torno a los 95 dólares el barril, 53 dólares quedan para el Estado (56 por ciento) y 42 dólares para el exportador (44 por ciento).
- Si el precio internacional fuera inferior al valor de referencia (60,9) se aplica una alícuota de 45 por ciento. Pero si el precio internacional del petróleo es inferior a 45 dólares por barril, el gobierno determina los porcentajes a aplicar, en un plazo de 90 días hábiles.
- El mismo criterio se aplicará a los productos derivados tales como naftas, kerosenos, fuel oil y aceites lubricantes, para los que rigen valores de corte y de referencia diferentes a los aplicados al crudo.
- Para otros aceites, vaselinas, parafinas, coque, betunes, y asfaltos, se aplicará un derecho de exportación en porcentaje igual al que resulte para el petróleo crudo.

En resumen el sector exportador obtiene un precio entre 42 y 45 dólares el barril, mientras que el excedente de lo que está arriba de ese precio implica mayores ingresos para el Estado.

La exportación de petróleo crudo está gravada desde 2004, y en enero del 2010 el Gobierno oficializó la prórroga por cinco años de la vigencia del derecho (retención) a la exportación de hidrocarburos creado en 2002, mediante la Ley de Emergencia 25.561. A fines prácticos del modelo se puede concluir que las retenciones de las exportaciones a los hidrocarburos generan un precio de mercado interno en la Argentina mucho más bajo y no dependiente del mercado internacional. Si bien la rentabilidad del sector sigue siendo positiva, el costo de oportunidad con respecto a inversiones en otros países es negativo. Esto conduce a un decrecimiento en las exploraciones, llevando a una caída en las reservas y por ende en la producción del petróleo.

5.4.2 Pesificación y subsidios a tarifas de gas y de electricidad

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, esto se puede ver 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. 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 8 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.

El déficit de este fondo aumenta día a día indicando que la necesidad de subsidios crece, y en última instancia los subsidios son alocaiones 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.

A esta situación se agrega el aumento en las retenciones de exportaciones de gas que afectan las inversiones del mismo de una manera similar que las del petróleo. En conclusión estas medidas llevan por un lado un efecto similar a lo que sucede con el petróleo, reduciéndose las inversiones, reservas y producción, pero además al tenerse tarifas muy baratas el consumo de gas (y electricidad) tiene niveles muchos altos de los que tendrían con un precio acorde a los costos de mercado.

5.4.3 Propuesta liberación parcial del mercado

Se propone como ejercicio simular cuales serian los efectos que tendría suprimir parte de las retenciones y sincerar parte las tarifas de gas. El grado de liberación viene dado de manera que se logre una producción constante de tanto gas como de petróleo de manera anual. Si bien esto puede parecer un poco optimista en un principio, existen estudios⁶¹ que avalan estos pronósticos basándose en la explotación cada vez más creciente de yacimientos no convencionales como heavy oil, shale oil, shale gas y tight gas. A modo de ejemplo se estima que la Argentina es el tercer país del mundo a nivel reservas de gas no convencional luego de China y EUA.⁶²

Por el lado de las retenciones desde hace 1 o 2 años se observan algunos indicios de parte del gobierno en esta dirección con los programas de Gas Plus y Petróleo Plus, que proponen ofrecerle a la operadora un precio del mercado internacional en caso de que el yacimiento extraído sea de carácter no convencional. Los yacimientos no convencionales tienen un costos de perforación y producción muchos más altos por ende necesitan de estos incentivos para lograr su extracción eficiente.

Por el lado de las tarifas gas y electricidad se han tratado de hacer ajustes, 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, afectar la cadena de

⁶¹ Factibilidad Económica y Tecnológica de Producción de Hidrocarburos No Convencionales, Eduardo Barreiro, Junio 2011

⁶² http://www.argentina.ar/_es/pais/C7812-shale-gas-argentina-tercera-potencia-mundial.php

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.

Retornando al escenario modelado, se propone una producción constante, basándose en que los prospectos parecen ser mucho más favorables ya que al reducir las retenciones y subir las tarifas⁶³ los precios del barril y el BTU aumentan, favoreciéndose las exploraciones y el aumento de reservas. Además, estas medidas generarían una baja en el consumo que es muy difícil de cuantificar por ende se propusieron diferentes reducciones entre 0% y 50%. La baja del consumo de gas vendría dada más que nada en los sectores residencial e industrial y la de gasoil a en los sectores de transporte y agropecuario. Se muestran los resultados para los dos combustibles más críticos en el escenario de referencia (gas y gasoil).

⁶³ En este escenario solo se subieron las tarifas de gas al ser un insumo en estado más crítico, aunque en la práctica esto también lleva a un aumento en las tarifas de electricidad por el aumento en el costo de insumos de las centrales.

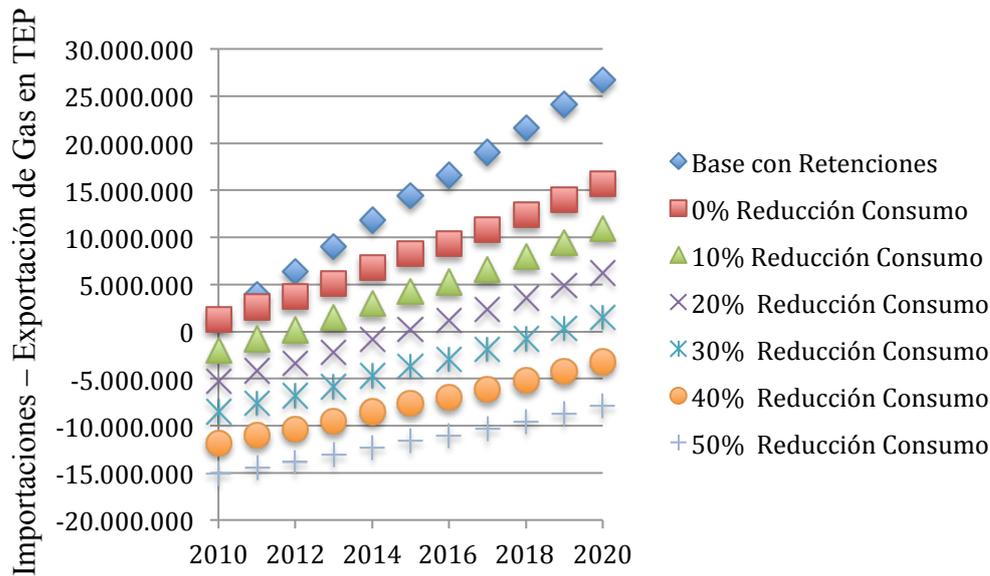


Figura 5.9 Margen de Importaciones – Exportaciones de Gas en Escenario Liberación del Mercado, en TEP

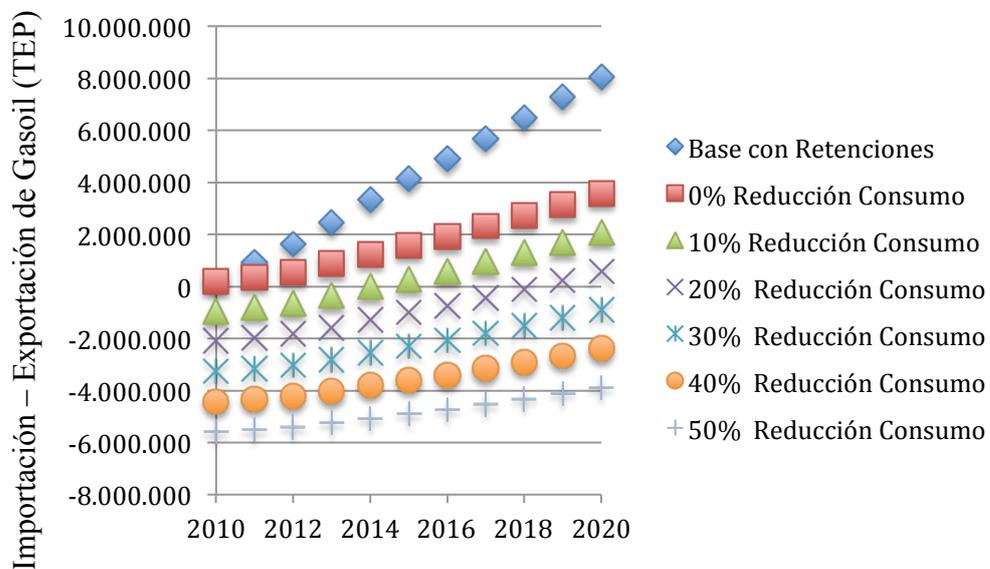


Figura 5.10 Margen de Importaciones – Exportaciones de Gasoil en Escenario Sin Retenciones, en TEP

Se puede observar que en la producción constante por sí sola en ambos casos no es suficiente para obtener un balance positivo a lo largo de los 10 años. En el caso del gas además se necesita un 30% de reducción del consumo para tener un balance positivo. En el caso del gasoil se necesita un 20% de reducción. Debe resaltarse que este modelo simula un sinceramiento automático de precios y lo más lógico sería hacerlo de manera gradual. Esto sería posible ya que en los primeros años de todos los casos la balanza se hace positiva y después empeora, pero en este momento el sinceramiento ya sería mayor. Si bien es cierto que los precios del gas y del petróleo deben llevarse a valores lógicos que representen sus costos, 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 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.⁶⁴

Este conjunto de medidas planteadas tienen una serie de efectos que exceden al modelo pero que deben ser tenidas en cuenta como:

- Aumento de los costos industriales
- Aumento de los combustibles en el sector del transporte
- Costo político de aumentar las tarifas residenciales
- Disminución de ingreso para el Estado

⁶⁴ Más información en Navajas, 2009.

6. CONCLUSIONES

6.1 CONCLUSIONES

El trabajo expuesto permite extraer algunas conclusiones de interés, que señalamos a continuación.

Con respecto a la demanda es visible que los distintos sectores consumidores de energía de la Argentina vienen mostrando desde hace décadas años una tendencia creciente que en el intervalo de tiempo estudiado implican un 34% de crecimiento liderado más que nada por el crecimiento industrial y luego por el residencial. Por otro lado el consumo en el transporte pierde parte de su preponderancia debido a los rendimientos más efectivos de los automóviles, más allá del gran aumento de las unidades.

Con respecto a la oferta se observa una gran dependencia de los hidrocarburos (especialmente de gas) en la matriz eléctrica siendo la fuente del 57% de la potencia instalada de la misma en la actualidad. En caso de aplicar la Ley de Fomento Nacional de Recursos Renovables se podría reducir la capacidad instalada dependiente de hidrocarburos apenas a un 54% para el 2020. De todas maneras esta ley por el momento no está siendo ejercida más allá del la licitación del GEN-REN.

Esta dependencia de hidrocarburos se ve agravada por la creciente declinación de la producción tanto de gas como de petróleo. Si las situaciones actuales se mantienen, se espera en el caso de gas un decrecimiento para el 2020 del 35% de la producción anual, así como un 40% de decrecimiento en la producción anual de petróleo. Esto lleva la necesidad de importar para el 2020 el doble de electricidad, 20 veces gas y 40 veces gasoil de lo que se importaba en el 2010. Los costos de estas importaciones son muy difíciles de mantener y es muy posible que generen cortes o desabastecimiento en el futuro.

El problema no es nuevo. Nuestro país lo enfrentó en diversas oportunidades, con políticas muy diversas, que van desde la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado hasta su privatización, pasando por la sucesiva suscripción y anulación de contratos petroleros, y el otorgamiento y anulación de concesiones.

El descubrimiento del mega yacimiento de Loma de La Lata ofreció un largo respiro, duplicando las reservas de gas natural en los 80 y aportando casi 30 millones de m³ por día durante más de 25 años. Al amparo de ese gigante, se modificó la matriz energética hasta que el gas llegó a representar un 50% de la misma, y hasta se comenzó a exportar a Chile. En algún momento se proyectó a la Argentina como gran proveedor de gas a Brasil, soñando tal vez con encontrar otro Loma de La Lata. Hoy las reservas de este yacimiento se han reducido a cerca del 15% del total de reservas comprobadas del país y no hay indicios de otro mega yacimiento.

Este decrecimiento constante en reservas y producción no se debe a una “maldición geológica”⁶⁵ sino a un marco en el cual las inversiones y las exploraciones son desalentadas. El Gobierno Nacional aplica retenciones a las exportaciones de hidrocarburos, en el marco del Artículo 6° de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y

⁶⁵ Alieto Guadagni, <http://www.elimparcial.es/contenido/21706.html>

Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002 y luego modificada con algunas resoluciones. Esta ley en el caso del petróleo lleva a que el barril de WTI este entre 42 y 45 dólares más allá de los precios internacionales. Esto lleva a una reducción en las inversiones, más allá de que esta industria tenga una rentabilidad positiva. La explicación está dada por costo de oportunidad, que ilustra que la rentabilidad que verdaderamente importa en el mundo de los negocios es la relativa, no la absoluta; lo que implica que para calcular el beneficio económico de un proyecto hay que incluir en el análisis el costo de oportunidad del capital propio (muy vinculada la tasa de descuento de los flujos futuros).

En conjunto con las retenciones otro de los grandes problemas a los que se ve sometido el sistema energético es la disociación que existe entre costos y precios en el rubro de electricidad y gas natural. Esto se debe a la pesificación de los servicios públicos debida la Ley de Emergencia Económica sancionada en 2002. Desde ese momento se congelaron las tarifas, y en el caso del gas esto hizo que también se congelara el precio del gas. Una situación similar se da con los precios de la electricidad que llega a los consumidores.

Por ende, la Argentina se encuentra en sistema que desfavorece las inversiones y exploraciones, depende plenamente de estos recursos y fomenta el consumo eligiendo energía barata cuando el mundo se dirige en otra dirección.

En el presente trabajo se propone como plan de acción el conjunto de los dos escenarios alternativos planteados:

- En el mediano plazo se plantea un sinceramiento parcial, progresivo y previsible de las tarifas y una liberación similar de las retenciones. Si bien en el modelo se plantea un escenario con efecto inmediato, dado los resultados en donde se observa que el gran desbalance no es instantáneo se puede llevar estas medidas de manera gradual en no más de dos o tres años. De esta manera se llegaría a una producción de hidrocarburos estable, tendiendo a un autoabastecimiento, evitando cortes de luz y grandes costos de importación en el sistema energético. Este cambio no debe impedir de todas maneras una “tarifa social justa” para las clases que realmente lo necesitan. Además, dentro de este nuevo marco, afianzar y promover las iniciativas privadas para tender a fomentar la exploración, explotación y refinamiento de combustibles fósiles.
- En el largo plazo, en conjunto con este sinceramiento de precios y disminución de retenciones se debe fomentar la diversificación de la matriz para evitar una gran dependencia de una sola fuente de energía. Esta diversificación se puede lograr a partir de energía hidráulica, eólica, biodiesel, biomasa, biogás, micro turbinas hidráulicas, etc. Si solo se realiza la primera medida (liberación de parcial de retenciones y tarifas) y la producción de hidrocarburos se mantiene constante a lo largo del tiempo es inevitable que con el creciente consumo se genere en el futuro un problema similar al de la actualidad. Por lo observado en el escenario correspondiente se debe comenzar ya con estas acciones para empezar a ver resultados en 5 años o más, proponiendo metas medibles como

programa energético del país. Este plan de acción no debe ser bajo ningún concepto el programa de un gobierno, sino del estado argentino.

Estos son lineamientos generales a complementar con una gran cantidad de medidas menores que exceden los límites de este estudio.

Más allá de toda decisión que se tome este tema de carácter estratégico necesita una planificación a largo plazo, que priorice el futuro del abastecimiento energético por sobre las necesidades y urgencias del hoy.

7. BIBLIOGRAFÍA

7.1 BIBLIOGRAFÍA

- Datos de CAMMESA (<http://www.cammesa.com>)
- Datos de ENARGAS (<http://www.enargas.gov.ar>)
- Datos de la Secretaría de Energía (<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>)
- Datos de Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). <http://www.enre.gov.ar>.
- Sistema de Información Estadístico para Petróleo y Gas (SIPG) del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
- 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.
- Cámara de Industria Química y Petroquímica Argentina (CIQyP). <http://www.ciqyp.org.ar>.
- Fondo Monetario Internacional (FMI). <http://www.imf.org>.
- Informes de Montamat y Asociados (<http://www.montamat.com.ar/suscripcion-informe.html>)
- 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.
- “Tarifa social en el sector energético”, Fernando Navajas, revista Proyecto Energético 85, marzo 2009, Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Disponible online a través de <http://sitio.iae.org.ar/minisites/proyecto/revistas/revista85.pdf>
- 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.
- Mazariegos, Ignacio 2009, *Lineamientos para una Política Energética de Largo Plazo: Un Enfoque desde la Simulación con LEAP*. Tesis de Grado en Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- Brown, Nicolás 2009, *Plan de Energía Solar y Eficiencia Energética*, Tesis de Grado en Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- Memoria y Balance de Edesur, disponibles online a través de su sitio web http://www.edesur.com.ar/conozca_edesur Climate Change 2001: Working Group I: The Scientific Basis, Part 7. Intergovernmental Panel on Climate Change (2001).
- Alieto Guadagni, Argentina y Brasil: Distintas Políticas Energéticas, <http://www.elimparcial.es/contenido/21706.html>

- Hydro Facts: Key Information on the Utsira Project, UTSIRA Project, Noruega, 15 de abril de 2004. <http://www.hydro.com/en/Press-room/News/Archive/2004/April/17297/>.
- Dr. Harry Lehman, Director General de la Agencia Federal de Medio Ambiente, Alemania. VI Conferencia y Exhibición Mundial de Energía Eólica, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina. Octubre de 2007
- Kozulj, R. 2008. El sector energético argentino. Situación y perspectivas. Fundación Bariloche. <http://www.fundacionbariloche.org.ar/novedades/data/files/Fenix.pdf>.
- 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>.
- 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>.
- Ley 25.019, “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”, Honorable Congreso de la Nación Argentina, Argentina. Disponible a través de
- <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/50000-54999/53790/norma.htm>
- Ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía”, Honorable Congreso de la Nación Argentina, Argentina. Disponible a través de
- <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm>
- Decreto 562/2009, Poder Ejecutivo Nacional, Argentina. Disponible a través de <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/150000-154999/153580/norma.htm>
- “Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en el Mercado Energético Argentino (PAyEE)”, Wolfgang F. Lutz, Adviesbureau voor Energiestrategie, para la Secretaría de Energía de la Nación, julio de 2003. Disponible online a través de <http://www.energy-strategies.org/publicationfiles/SE-GTZ-PAyEE-2003.pdf>
- “Structural Validation Of System Dynamics And Agent-based Simulation Models”, Hassan Quadrat-Ullah, York University, 2005. Disponible online a través de: <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/EmpValidSDACE.Hassan.pdf>
- “System Dynamics Model Correctness Checklist”, Danny Lai y Rebekah Wahba, Massachusetts Institute of Technology, Creative Learning Exchange. Disponible online a través de: <http://sysdyn.clexchange.org/sdep/Roadmaps/appendix/D-4851.pdf>

8. GLOSARIO

8.1 GLOSARIO

- ADEFA: Asociación de Fábricas de Automotores Argentina
- ALT: Energías Alternativas
- BEN: Balance Energético Nacional
- CMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Sociedad Anónima.
- CC: Ciclo combinado
- CNEA: Comisión Nacional de Energía Atómica
- CP: Consumo Propio
- DI: Ciclo Diesel
- EO: Energía eólica
- FADEEAC: Federación Argentina de Entidades Empresarias del Autotransporte de Cargas.
- FR: Fuentes Renovables
- GEI: Gases de Efecto Invernadero
- GSP: Generadores de Servicio Público
- IAE: Instituto Argentino de Energía
- IAPG: Instituto Argentino de Petróleo y Gas
- IBAPE: Instituto Buenos Aires de Planeamiento Estratégico
- INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
- MEM: Mercado Eléctrico Mayorista
- NA: No Aprovechado
- NU: Energía nuclear
- P: Perdidas Energéticas
- PTG: Planta de Tratamiento de Gas
- SADI: Sistema Argentino de Interconexión
- SE: Secretaría de Energía
- TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo
- TG: Turbina de gas
- TV: Turbina de vapor

9. ANEXOS

ANEXO I

Año	TG	TV	DI	CC	UN	HI	TOT
2010	4.313	4.438	354	6.513	1.005	10.444	27.067
2011	5.038	4.438	354	6.778	1.005	10.644	28.257
2012	5.863	4.688	354	6.948	1.745	10.644	30.242
2013	6.138	4.688	354	7.228	1.745	10.944	31.097
2014	6.898	4.688	354	7.508	1.745	10.944	32.137
2015	6.898	4.688	354	7.788	1.745	11.494	32.967
2016	6.898	4.688	354	7.788	1.745	12.594	34.067
2017	7.115	4.836	365	8.033	1.800	12.991	35.141
2018	7.333	4.983	376	8.279	1.855	13.388	36.214
2019	7.550	5.131	387	8.524	1.910	13.785	37.288
2020	7.768	5.279	399	8.770	1.965	14.182	38.361

Tabla 8.1 Pronostico de la Potencia Instalada en el Escenario Base, en MW.

Año	TG	TV	DI	CC	UN	HI	TOT
2010	2.113	3.417	262	5.601	804	4.178	16.375
2011	2.469	3.417	262	5.829	804	4.258	17.039
2012	2.873	3.610	262	5.975	1.396	4.258	18.373
2013	3.008	3.610	262	6.216	1.396	4.378	18.869
2014	3.380	3.610	262	6.457	1.396	4.378	19.482
2015	3.380	3.610	262	6.698	1.396	4.598	19.943
2016	3.380	3.610	262	6.698	1.396	5.038	20.383
2017	3.487	3.724	270	6.909	1.440	5.196	21.025
2018	3.593	3.837	278	7.120	1.484	5.355	21.668
2019	3.700	3.951	287	7.331	1.528	5.514	22.310
2020	3.806	4.065	295	7.542	1.572	5.673	22.952

Tabla 8.2 Pronostico de la Potencia Efectiva en el Escenario Base, en MW.

ANEXO II

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
Aeronafias	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	
Cortezal/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	
Marlo 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 8.3 Conversión de Unidades. Fuente: Secretaría de Energía.

ANEXO III

Año:2009 en miles de tep PROVISORIO	OFERTA								O F E R T A I N T E R N A
	P R O D U C C I O N	I M P O R T A C I O N	V A R I A C I O N S T O C K D E	O F E R T A T O T A L	E X P O R T A C I O N Y B U N K E R	N O A P R O V E C H A D O	P E R D I D A S	A J U S T E S	
ARGENTINA									
Formas de Energía									
Energía Hidráulica	3673	0	0	3.673	0	0	-37	0	3.636
Nuclear	0	2.150	1	2.151	0	0	0	0	2.151
Gas Natural (**)	40187	2054	0	42.241	-274	-919	-740	0	40.308
Petróleo (*)	32.002	0	33	32.035	-4.680	0	0	0	27.355
Carbón Mineral	48	1.152	-13	1.188	-30	0	0	0	1.158
Leña (***)	644	0	0	644	0	0	0	0	644
Bagazo	1.004	0	0	1.004	0	0	0	0	1.004
Aceite	1.232	0	0	1.232	0	0	0	0	1.232
Otros Primarios	595	0	0	595	0	0	0	0	595
TOTAL PRIMARIAS	79.385	5.357	21	84.763	-4.984	-919	-777	0	78.083
Electricidad	10520	740	0	11.260	-210	0	-1546	0	9.503
Gas Distribuido por Redes	34476	0	0	34.476	-510	-95	-785	31	33.116
Gas de Refinería (*)	756	0	0	756	0	0	-58	0	698
Gas Licuado (*)	3.296	0	0	3.296	-1.688	0	0	0	1.608
Motonafta Total (*)	7.255	65	3	7.323	-987	0	0	0	6.336
Kerosene y Aerokerosene (*)	1.343	19	0	1.361	0	0	0	0	1.361
Diesel Oil + Gas Oil (*)	9.392	422	30	9.844	0	0	0	0	9.844
Fuel Oil (*)	2.946	19	5	2.969	-420	0	0	30	2.580
Carbón Residual	1.137	0	-18	1.229	-765	0	0	15	479
No Energético (*)	1.622	169	2	1.793	-98	0	0	0	1.696
Gas de Coquería	230	0	0	230	0	0	0	0	230
Gas de Alto Horno	296	0	0	296	0	0	0	0	296
Coque de Carbón	1344	0	17	1.361	-36	0	0	0	1.325
Carbón de Leña (***)	238	0	0	238	0	0	0	0	238
Biocombustibles	1126	0	-46	1.080	-1078	0	0	0	2
TOTAL SECUNDARIAS	75.975	1.433	-7	77.511	-5.792	-95	-2.389	76	69.311

Tabla 8.4 Balance Energetico Nacional 2009 (BEN) Sección: Oferta Interna.

Año:2009 en miles de tep PROVISORIO ARGENTINA Formas de Energía	TRANSFORMACION							
	CENTRALES ELECTRICAS		T R A P L A M G A S T I E N T D O D E	R E F I N E R I A S	A C E I T E R A S	C O Q U E R I A S	C A R B O N E R A S	A L T O S H O R N O S
	S P E R V I C I O	A U T O P R O D U C C I O						
Energía Hidráulica	-3626	-10	0	0	0	0	0	0
Nuclear	-2.108	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural (**)	0	0	-34.476	0	0	0	0	0
Petróleo (*)	0	0	0	-27354	0	0	0	0
Carbón Mineral	-354	-12	0	0	0	-791	0	0
Leña (***)	0	-159	0	0	0	0	-379	0
Bagazo	0	-155	0	0	0	0	0	0
Aceite	0	0	0	0	-1.232	0	0	0
Otros Primarios	0	-595	0	0	0	0	0	0
TOTAL PRIMARIAS	-6.088	-931	-34.476	-27.354	-1.232	-791	-379	0
Electricidad	9277	1243	0	0	0	0	0	0
Gas Distribuido por Redes	-10328	0	32.796	0	0	0	0	0
Gas de Refinería (*)	0	0	0	756	0	0	0	0
Gas Licuado (*)	0	0	2.175	1.121	0	0	0	0
Motonafta Total (*)	0	0	268	6.960	0	0	0	0
Kerosene y Aerokerosene (*)	0	0	0	1.361	0	0	0	0
Diesel Oil + Gas Oil (*)	-777	-46	0	9.392	0	0	0	0
Fuel Oil (*)	-2.287	-139	0	2.946	0	0	0	0
Carbón Residual	0	0	0	1.137	0	-250	0	0
No Energético (*)	0	0	527	635	0	65	0	198
Gas de Coquería	0	-192	0	0	0	230	0	0
Gas de Alto Horno	0	-142	0	0	0	0	0	296
Coque de Carbón	0	0	0	0	0	710	0	-663
Carbón de Leña (***)	0	0	0	0	0	0	223	0
Biocombustibles	0	0	0	1126	1126	0	0	0
TOTAL SECUNDARIAS	-13.392	-519	0	0	0	-250	0	-663

Tabla 8.5 Balance Energetico Nacional 2009 (BEN) Sección: Transformación.

Año:2009 en miles de tep PROVISORIO ARGENTINA Formas de Energía	CONSUMO								
	C O N S U M O P R O P I O	CONSUMO FINAL							
		T O T A L	N O E N E R G E T I C O	ENERGETICOS					I N D U S T R I A
				R E S I D E N C I A L	C O M P E U R B I L I A C I O Y	T R A N S P O R T E	A G R O P E C U A R I O		
Energía Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	
Nuclear	-43	0	0	0	0	0	0	0	
Gas Natural (**)	-5833	0	0	0	0	0	0	0	
Petróleo (*)	-1	0	0	0	0	0	0	0	
Carbón Mineral	-1	0	0	0	0	0	0	0	
Leña (***)	0	106	0	30	28	0	0	48	
Bagazo	0	849	0	0	0	0	0	849	
Aceite	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otros Primarios	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL PRIMARIAS	-5.877	955	0	30	28	0	0	897	
Electricidad	-356	9.148	0	2780	2325	57	71	3914	
Gas Distribuido por Redes	-1816	20.972	0	7595	1397	2185	0	9794	
Gas de Refinería (*)	-698	0	0	0	0	0	0	0	
Gas Licuado (*)	0	1.608	273	965	161	0	64	145	
Motonafta Total (*)	0	6.336	842	0	0	5.379	27	87	
Kerosene y Aerokerosene (*)	-4	1.357	0	364	0	993	0	0	
Diesel Oil + Gas Oil (*)	-18	9.004	0	0	58	5.654	3.232	61	
Fuel Oil (*)	0	154	0	0	22	29	41	62	
Carbón Residual	-45	184	0	0	0	0	0	184	
No Energético (*)	-167	1.529	1.185	0	0	3	0	341	
Gas de Coquería	0	38	0	0	0	0	0	38	
Gas de Alto Horno	0	154	0	0	0	0	0	154	
Coque de Carbón	0	662	0	0	0	0	0	662	
Carbón de Leña (***)	0	238	0	238	0	0	0	0	
Biocombustibles	0	2	0	0	0	2	0	0	
TOTAL SECUNDARIAS	-3.103	51.385	2.301	11.942	3.963	14.303	3.435	15.442	
	-8.980	52.340	2.301	11.972	3.991	14.303	3.435	16.340	

Tabla 8.6 Balance Energetico Nacional 2009 (BEN) Sección: Demanda.