

Documento de proyecto

Metodología y prospectiva a partir de escenarios energéticos (2008-2030) realizados con el modelo LEAP: El caso de PARAGUAY

**Nicolás Di Sbroiavacca
Hilda Dubrovsky**

Junio de 2011



NACIONES UNIDAS



Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización. Los consultores autores de este documento desempeñan funciones en la Fundación Bariloche.

Indice

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	1
1. ASPECTOS METODOLÓGICOS DEL ESTUDIO.....	2
1.1. Consideraciones Generales.....	2
1.2. Metodología de Trabajo.....	2
2. EL SISTEMA ENERGÉTICO EN EL AÑO BASE (2008).....	7
3. EL ESCENARIO SOCIOECONÓMICO.....	12
4. LOS ESCENARIOS ENERGETICOS.....	15
4.1. Introducción.....	15
4.2. Los Tipos de Escenarios.....	15
4.3. Contenidos de los Escenarios.....	17
4.4. Los lineamientos generales de los Escenarios Energéticos.....	17
4.4.1. Evolución de los Mercados Disputables de Demanda de Energía Final.....	17
4.4.1.1. Sectores Residencial, Comercial y Público y Otros.....	18
4.4.1.2. Sectores Cemento, Otras Industrias.....	18
4.4.1.3. Sector Transporte.....	19
4.4.2. Proyección de las Estructuras de Demanda por fuente y Módulo Homogéneo.....	21
4.4.2.1. Algunos criterios de Sustitución entre fuentes energéticas.....	21
4.4.2.2. El Método Potencial.....	21
4.4.2.3. Los criterios que definen las Estructuras de Consumo por fuente energética y sector para los años de Proyección.....	22
4.4.3. El Uso Racional de Energía.....	23
4.4.3.1. Aspectos generales.....	23
4.4.3.2. Las Medidas genéricas.....	24
4.4.3.3. Los Ahorros Específicos por Sector.....	25
4.4.3.3.1. El Sector Residencial.....	25
4.4.3.3.2. Sector Comercial.....	32
4.4.3.3.3. Sector Público y Otros.....	34
4.4.3.3.4. Sector Industrial.....	34
4.4.3.3.5. Sector Transporte.....	36
4.4.3.3.6. Consumo Propio.....	39
4.4.4. Las Políticas referentes a la Estructura Relativa de Precios y Tarifas de Energéticos.....	39
4.4.5. El Sistema de Abastecimiento.....	40
4.4.5.1. Escenario Tendencial.....	40
4.4.5.2. Escenario Alternativo.....	42
4.4.6. Los Sistemas Institucionales.....	43
5. PROYECCIONES DE LA DEMANDA Y ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO 2008-2030.....	44
5.1. Proyecciones de la Demanda de Energía.....	44
5.1.1. Proyecciones de la Demanda del Residencial.....	48
5.1.2. Proyecciones de la Demanda del Comercial.....	49
5.1.3. Proyecciones de la Demanda del Industrial.....	51
5.1.4. Proyecciones de la Demanda del Transporte.....	52
5.2. Proyecciones del Abastecimiento de Energía.....	57
5.2.1. Prospectiva del Abastecimiento de Energía Eléctrica.....	57
5.2.1.1. Escenarios, aspectos metodológicos e hipótesis de trabajo.....	62
5.2.1.1.1. Autoproducción.....	62
5.2.1.1.2. Balance de energía eléctrica.....	65
5.2.1.1.3. Servicio Público.....	68

5.2.1.2. Incorporaciones y Resultados del Modelado del SP	70
5.2.1.2.1. Potencia Instalada.....	71
5.2.1.2.2. Energía Generada.....	73
5.2.1.2.3. Consumos de Energía para Generar Electricidad	75
5.2.2. Prospectiva del Abastecimiento de Derivados de Petróleo, Petróleo y Gas Natural	77
5.2.2.1. Aspectos metodológicos e hipótesis de trabajo	77
5.2.2.2. Evolución de la Capacidad de Refinación.....	78
5.2.2.3. Evolución de la Oferta y la Demanda de Petróleo y los principales Derivados de Petróleo	78
5.2.2.4. Evolución de la Oferta y la Demanda de Gas Natural.....	80
5.3. Prospectiva de la Demanda y el Abastecimiento de Biocombustibles	82
5.3.1. Demanda.....	82
5.3.2. Transformación y Abastecimiento	85
5.4. Ahorros entre escenarios	86
5.4.1. Demanda.....	86
5.4.2. Transformación	89
5.4.3. Recursos	91
6. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	94
7. CONCLUSIONES	97
8. BIBLIOGRAFIA	100
ANEXO 1: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS EN CADA SECTOR DE CONSUMO PARA EL AÑO BASE -2008- Y PARA EL AÑO 2010 PARA LOS ESCENARIOS ALTERNATIVO Y TENDENCIAL	103
ANEXO 2. PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS EN CADA SECTOR DE CONSUMO PARA EL AÑO BASE -2008- Y PARA EL AÑO 2030 PARA LOS ESCENARIOS ALTERNATIVO Y TENDENCIAL	109
ANEXO 3. ESTRUCTURA DEL MODELO LEAP PARA EL CASO DE PARAGUAY	115
ANEXO 4. PROYECCIONES DEL CONSUMO NETO POR FUENTES SEGÚN SECTORES Y SUBSECTORES DE CONSUMO	121
ANEXO 5. PROYECCIONES DEL PARQUE AUTOMOTOR	124
ANEXO 6. BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL DE PARAGUAY – AÑO 2008	126

Introducción

El objetivo principal del presente estudio consiste en elaborar una prospectiva energética **exploratoria** para la República de Paraguay, a los efectos de analizar las consecuencias sobre la evolución de la demanda y la oferta de energía, bajo las hipótesis de un escenario socioeconómico y dos escenarios energéticos (Tendencial y Alternativo). Para realizar esta tarea se aplicó el Modelo LEAP¹. Asimismo, se analizó el impacto de dichos escenarios sobre las emisiones de gases de efecto invernadero, así como sobre los requerimientos de los diferentes energéticos y en particular sobre los biocombustibles. El presente estudio de caso se constituirá en una aplicación concreta del modelo LEAP a la prospectiva energética de Paraguay y será utilizado como un ejemplo de base para el **entrenamiento y capacitación de profesionales nacionales**.

Los resultados aquí expuestos, son consecuencia de haber aplicado la metodología de escenarios y el modelo LEAP, considerando un conjunto de hipótesis elaboradas por los consultores en base a los resultados de las entrevistas efectuadas en Paraguay con actores claves del sector, junto a información secundaria aportada por CEPAL y el Vice Ministerio de Energía de Paraguay. Por lo tanto, los resultados aquí presentados **no** pretenden reflejar las consecuencias de un determinado plan energético nacional, sino que reflejan las consecuencias de las principales hipótesis utilizadas, a fin de contar con una aplicación concreta del modelo LEAP a modo de caso de estudio para Paraguay.

Esta aplicación será utilizada como estudio de caso en el Taller de capacitación en el uso y aplicación del modelo LEAP, el que se desarrollará en Paraguay, en el marco del presente proyecto de fortalecimiento de capacidades para el diseño e implementación de políticas energéticas para el desarrollo sustentable.

A lo largo del documento se presentan aspectos metodológicos, así como las principales hipótesis utilizadas en el escenario socioeconómico, y en los escenarios energéticos, junto a los principales resultados de la prospectiva. El marco temporal del estudio cubre el período 2008-2030.

Para la prospectiva se utilizó el modelo LEAP desarrollado por el Stockholm Environment Institute-US, dado que este modelo analítico responde a la necesidad de reflejar los cambios estructurales de los sistemas energéticos y proporciona una mayor transparencia en la cuantificación de los efectos de las medidas de política, por ejemplo eficiencia energética, sustitución entre fuentes, penetración de biocombustibles, entre otras.

En este estudio se efectuó una aplicación del LEAP, acorde a los alcances del proyecto y sujeta a la disponibilidad de información. En tal sentido se procedió a desagregar el consumo final de energía por fuente en siete subsectores, con un mayor grado de detalle en el Transporte e Industrial. Por su parte, en la etapa de oferta se representaron ocho centros de transformación.

¹ Long-range Energy Alternatives Planning System. (<http://www.energycommunity.org/>)

1. Aspectos Metodológicos del estudio

1.1. Consideraciones Generales

El objetivo principal del presente estudio consiste en elaborar y transferir a cuadros técnicos de Paraguay, una aplicación del modelo LEAP elaborada bajo dos escenarios energéticos exploratorios que cubren el período 2008-2030.

Con el fin de llevar a cabo dicho objetivo se han previsto una serie de actividades conducentes al logro del mismo, las que se detallan a continuación:

1. Realizar una visita a Paraguay, a fin de entrevistar a los actores claves de los sectores: energía, economía y ambiente, con el objetivo de disponer de información actualizada y una visión nacional del futuro energético y económico del país.
2. Recopilar y analizar la información requerida para el desarrollo del estudio.
3. Configurar el Año Base en LEAP.
4. Desarrollar dos escenarios energéticos: Tendencial o BAU (Business as Usual) y otro Alternativo, en base a los relatorios de las misiones (e información provista por organismos nacionales de Paraguay).
5. Implementar en el modelo LEAP la prospectiva energética para el período 2008-2030 y realizar el análisis de los resultados obtenidos.
6. Participar en talleres de capacitación del personal local que el país designe como participantes del proyecto.

1.2. Metodología de Trabajo

Se detallan a continuación las tareas desarrolladas dentro de cada una de las actividades:

Actividad 1)

Visita a Paraguay para mantener reuniones con actores clave (entre el 18 y 19 de mayo de 2010)

Actividad 2)

Recopilación y análisis de la información requerida para el desarrollo del estudio

Actividad 3)

Configuración del Año Base en LEAP

Actividad 4)

Formulación de las hipótesis que conforman el escenario socioeconómico y los escenarios energéticos

Actividad 5)

Implementación en el modelo LEAP de la prospectiva energética y análisis de los resultados

Actividad 6)

Transferencia de los aspectos metodológicos y entrenamiento en el uso del modelo LEAP, aplicado para el análisis de la Prospectiva Energética

En el marco del presente estudio, se contará con un único escenario socioeconómico para Paraguay. En correspondencia con un único escenario socioeconómico, se plantearon además dos Escenarios Energéticos de tipo exploratorios² para el período 2008-2030, denominados: *Tendencial* y *Alternativo*.

- i) El Escenario *Tendencial*, supone una continuidad respecto de la evolución histórica reciente del sistema energético, dejando de lado los movimientos coyunturales. Es decir será un escenario que contempla la continuidad de la estructura y el funcionamiento que el sistema energético ha venido teniendo en el pasado cercano o eventualmente el mantenimiento de los cambios paulatinos observados.
- ii) En el otro Escenario, el *Alternativo*, por contraste con el *Tendencial*, se incorporaron hipótesis marcadamente diferentes a las de este último. Estas diferencias se notarán más en el largo plazo y no tanto en el corto o mediano (cuatro o cinco años) por la inercia que presenta la efectivización de cambios en el plano energético³.

En líneas generales se plantean los siguientes aspectos centrales en ambos escenarios:

Tanto las condiciones institucionales que rigen actualmente a más alto nivel, como el desempeño del propio sector continuarán en ambos escenarios. El sector público volcará parte de sus esfuerzos a extender la prestación de los servicios energéticos a las áreas más vulnerables o desprotegidas como los sectores rurales que carecen de electricidad.

La gestión ambiental energética será similar para ambos escenarios (que por supuesto tendrán impactos diferentes) y supondrá el cumplimiento por parte de todos los actores del sistema energético, de las leyes, reglamentos y normas existentes sobre el particular.

Para calcular la sustitución entre energéticos, se consideró únicamente a los sectores de Consumo Final (con el grado de apertura que se explicita más adelante en este documento).

El análisis de la sustitución en el escenario *Tendencial*, se llevó a cabo con el método potencial, el cual considera los procesos de sustitución históricos que se han registrado en Paraguay (a partir de información de los Balances Energéticos), mientras que en el escenario *Alternativo*, se profundizaron los procesos de penetración de fuentes alternativas, incluyendo una mayor penetración de los biocombustibles.

En el caso del sistema de abastecimiento eléctrico, se consideraron los planes de expansión previstos en el país para los años que comprende el presente estudio (para ello se utilizaron los lineamientos del Plan Maestro de ANDE⁴). Adicionalmente, en el caso del Escenario *Alternativo*, se

² Los Escenarios exploratorios tienen la característica de ser sumamente útiles para contestar preguntas del tipo ¿qué pasaría con la demanda de determinados energéticos si se cumplieran ciertas pautas? ¿o qué pautas deberían establecerse para que pasaran ciertas cosas con la demanda de algunos energéticos?

³ La metodología de escenarios posee una importante fortaleza en el contexto de la modelización del desarrollo futuro de un Sistema Energético - ausente en la prospectiva por métodos y técnicas econométricas. Esto es la posibilidad de incluir explícitamente variaciones o cambios estructurales, caracterizados por estar fuera de la tendencia, con lo cual no es predecible su aparición mediante métodos que extrapolan datos históricos. Un ejemplo de esta situación es la penetración del Gas Natural o Energías Renovables en matrices que hoy no poseen participación de tales fuentes.

⁴ Plan Maestro de Generación, Transmisión y Distribución, período 2009-2018 ANDE (Administración Nacional de Electricidad).

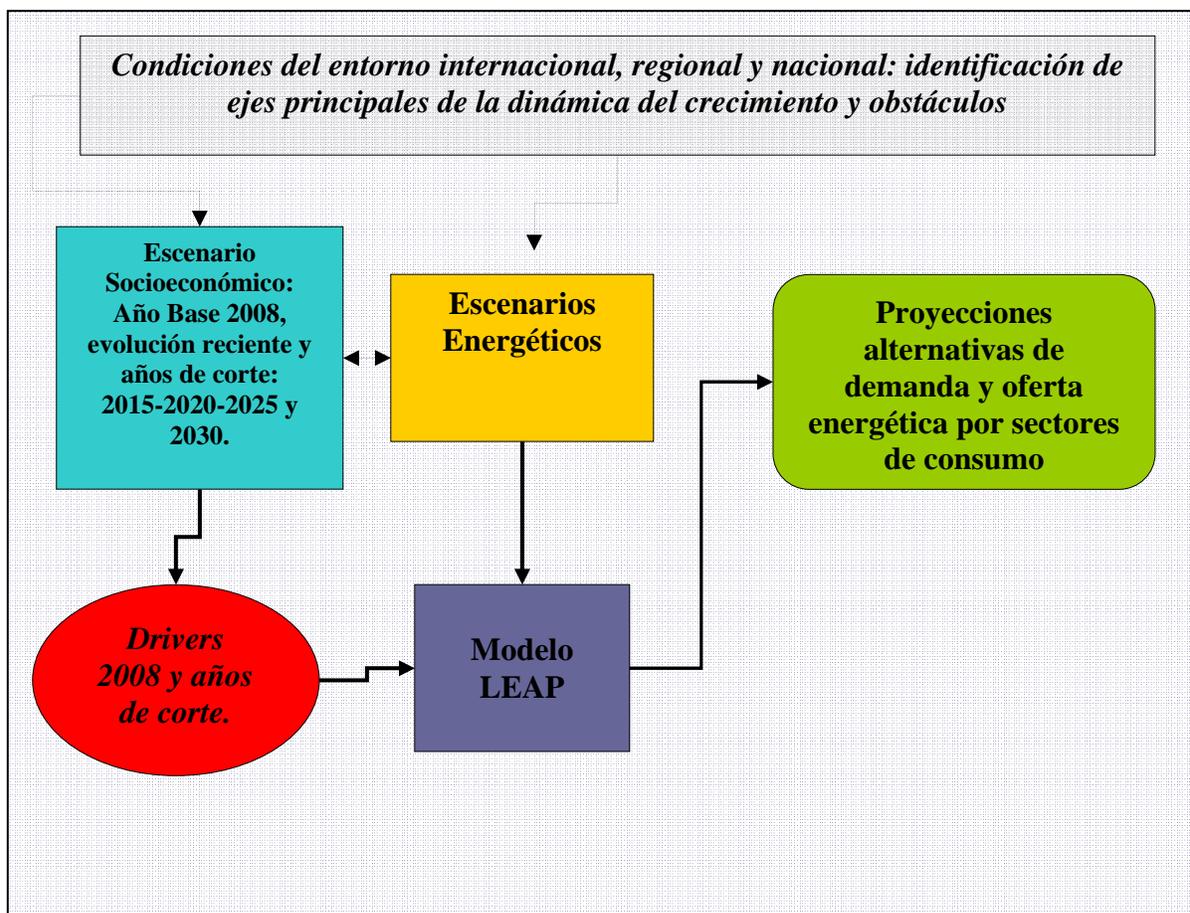
analizó la posibilidad de incrementar el uso de recursos renovables en la generación de energía eléctrica, y el incremento en los niveles de interconexión. Se han incorporado valiosas opiniones recogidas en la misión realizada oportunamente.

En lo que respecta a las Refinerías de Petróleo, Carboneras, Destilerías de Alcohol y demás centros de transformación, su expansión se representó a través del modelo LEAP, teniendo en cuenta para ello los planes de expansión de Paraguay, y las necesidades adicionales que surgieron del modelo, a partir de las hipótesis planteadas en la demanda final e intermedia. Asimismo los relatorios de la misión aportaron información valiosa al respecto.

En tal sentido, la misión al inicio del estudio resultó de gran utilidad para lograr capturar la visión de los actores claves, respecto del futuro nacional y la posible evolución del sistema energético. Esta información de base, junto a otra que fue provista por organismos del país y CEPAL, fueron los insumos básicos para configurar los escenarios energéticos de Paraguay, los que fueron distribuidos y consultados con funcionarios locales, a fin de recibir sus aportes.

A continuación se presenta un esquema simplificado de las interacciones entre los escenarios antes descriptos:

FIGURA 1.2.1
ESQUEMA SIMPLIFICADO DE INTERACCIONES BÁSICAS ENTRE LOS ESCENARIOS SOCIOECONÓMICOS Y LA OBTENCIÓN DE PARÁMETROS EXPLICATIVOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA



Fuente: IDEE/Fundación Bariloche.

Tal como fuera señalado, el año base es el 2008 y el año horizonte el 2030. Se consideraron a su vez los siguientes años de corte, para los cuales se presentan los resultados de la prospectiva de la demanda y la oferta: 2015, 2020 y 2025.

La apertura sectorial del consumo final de energía propuesta ha sido la siguiente: *Residencial; Comercial; Público y Otros; Industria; Transporte; Consumo Propio y No Energético*; conservando de este modo la apertura del Balance Energético Nacional.

A partir de la estimación de los consumos de cada fuente energética, se representa en el modelo LEAP la expansión de la oferta energética y se calculan las emisiones de gases de efecto invernadero.

El en caso del abastecimiento eléctrico, dicha expansión en el Servicio Público, se realizó en base a las obras en construcción y otras ya decididas y recomendadas, integrantes del Plan Maestro de ANDE.

En el caso de los derivados de petróleo, se simuló en LEAP que en el caso del Tendencial la Refinería de Villa Elisa continuará a estar fuera de operación, mientras que en el Alternativo se supone que la refinería de Villa Elisa es reacondicionada para incrementar su capacidad de refinación, adaptándola para que utilice crudos venezolanos, o se construye una nueva. Se estima que la modernización de Villa Elisa o la nueva refinería, podría estar concluida en el año 2020.

Por su parte, en lo que respecta a los demás centros de transformación, la expansión de la capacidad de oferta de cada uno de ellos se simuló utilizando el modelo LEAP. Para llevar a cabo esta tarea, se incorporaron en el modelo aquellos centros de transformación existentes en la actualidad (carboneras, destilerías de alcohol, entre otras), así como los que hoy aún existen en Paraguay y que se deberán construir en un futuro (por ejemplo: plantas de Biogas y Biodiesel). Para efectuar dicha simulación se contó con información acerca del tipo de tecnología, eficiencias e insumos con los cuales funcionan dichos centros de transformación.

En LEAP se incorporaron también hipótesis de importaciones y exportaciones de energía primaria y secundaria, así como las reservas y recursos energéticos con los que contaba el país para el año base y su posible evolución en el tiempo (por ejemplo: reservas de gas natural, potencial hidroeléctrico, eólico, solar, etc.), con el fin de analizar el impacto que tendrán dichos recursos en ambos escenarios.

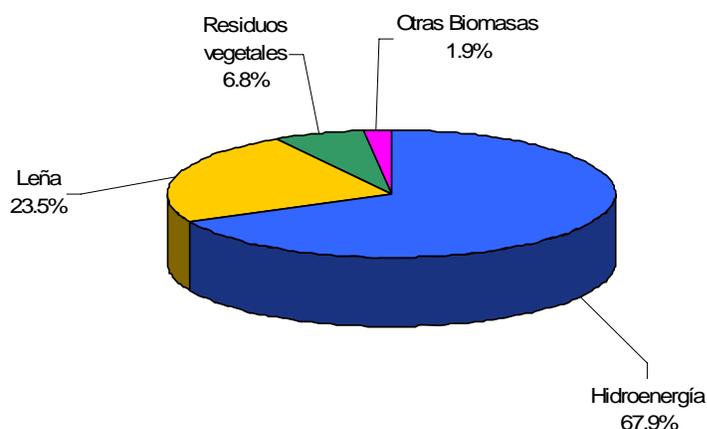
Por último, se estimaron con LEAP las emisiones de gases de efecto invernadero que se producirán en cada escenario.

2. El sistema energético en el año base (2008)⁵

La producción total de energía primaria en Paraguay fue de 8,534 kTep en el año 2008. Como puede verse en el siguiente gráfico, las principales fuentes producidas son: Hidroenergía (67.9%) y Leña (23.5%).

El 100% de la producción primaria corresponde a recursos renovables (Hidroenergía, Leña, Residuos Vegetales y Otras biomosas).

GRÁFICO 2.1
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA – AÑO 2008



Fuente: Elaboración propia en base al BNE 2008.

La oferta interna bruta total (OIBT)⁶ de un país es el abastecimiento total de energía, tanto primaria como secundaria, que va destinado al consumo intermedio en los centros de transformación nacionales, al consumo propio y al consumo final de energía de los sectores socioeconómicos del país. La misma incluye la energía no aprovechada, las pérdidas en los centros de transformación y las pérdidas de transporte y distribución. O sea, la OIBT, tanto en valor como en composición, refleja los requerimientos energéticos del país debido a su estructura productiva, a la calidad de vida de su población y a la tecnología de producción y consumo de energía.

La OIBT de energía en 2008 fue de 5,077 kTep, mayoritariamente aportado a partir de la producción nacional de fuentes primarias (Biomasa e Hidroenergía).

Paraguay es un exportador neto de energía. Las exportaciones fueron de 3,981 kTep, que se compusieron casi exclusivamente por electricidad, y en menor medida por Carbón Vegetal. Los

⁵ La información utilizada para el desarrollo de este punto, y también para configurar el año base en el modelo LEAP, se basó en el Balance Energético 2008 elaborado por el Viceministerio de Energía y Minas.

⁶ OIBT = oferta de energía primaria + oferta de energía secundaria - producción de energía secundaria + no aprovechada + pérdidas de T&D.

derivados del petróleo registran importaciones netas, con montos equivalentes al 32.9% (Diesel), 7.0% (Gasolina motor), 3.1% (Gas Licuado), 1.0% (Fuel Oil), y 0.7% (Kerosene) de las exportaciones netas totales (2,928 kTep).

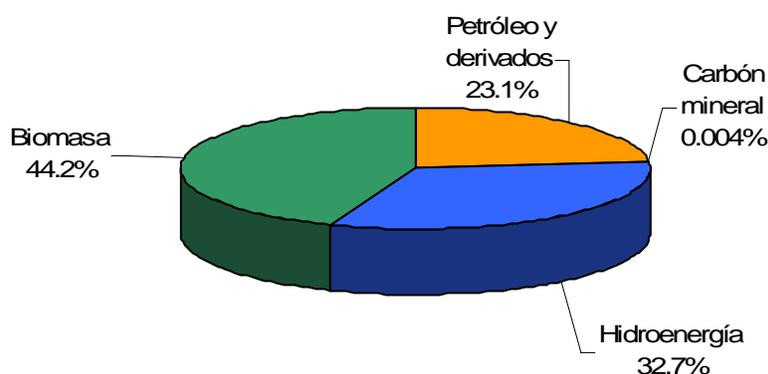
CUADRO 2.1
EXPORTACIONES NETAS DE ENERGÍA – AÑO 2008
kTep

	Importación	Exportación	Exportación Neta	
<u>Fuentes Primarias</u>				
Leña		0.9	0.9	0.0%
Carbón Mineral	0.2		-0.2	0.0%
<u>Fuentes Secundarias</u>			0.0	0.0%
Diesel	964		-964	-32.9%
Gas Licuado	89		-89	-3.1%
Fuel Oil	30		-30	-1.0%
Gasolina Motor	204		-204	-7.0%
Kerosene Aviación	21		-21	-0.7%
Electricidad	0	3,981	3,981	136.0%
Carbón vegetal		294	294	10.0%
No energético	39		-39	-1.3%
TOTAL	1,348	4,276	2,928	100.0%

Fuente: elaboración propia en base al BNE 2008.

Considerando entonces la importación y exportación de energía, la estructura de la OIBT de energía cambia significativamente en relación a la producción primaria. El 44.2% de la OIBT es aportado por la Biomasa, el 32.7% por la Hidroenergía y el 23.1% por los derivados del petróleo. Ahora las renovables aportan el 76.9% de la energía.

GRÁFICO 2.2
ESTRUCTURA DE LA OFERTA INTERNA BRUTA TOTAL DE ENERGÍA – AÑO 2008



Fuente: elaboración propia en base al BNE 2008.

La única Refinería existente en Paraguay no procesó petróleo en el año 2008. Todos los derivados fueron importados, tal como se indicó anteriormente.

La producción total de Electricidad, autoproducción y servicio público, fue de 4,769 kTep. La casi totalidad fue generado en Centrales Hidroeléctricas, con una ínfima participación de motores a diesel oil.

El Balance Energético no registra autoproducción de Electricidad en el año base. El rendimiento medio de la generación en Centrales de Servicio Público fue muy alto (85%), reflejando el peso de la Hidroenergía.

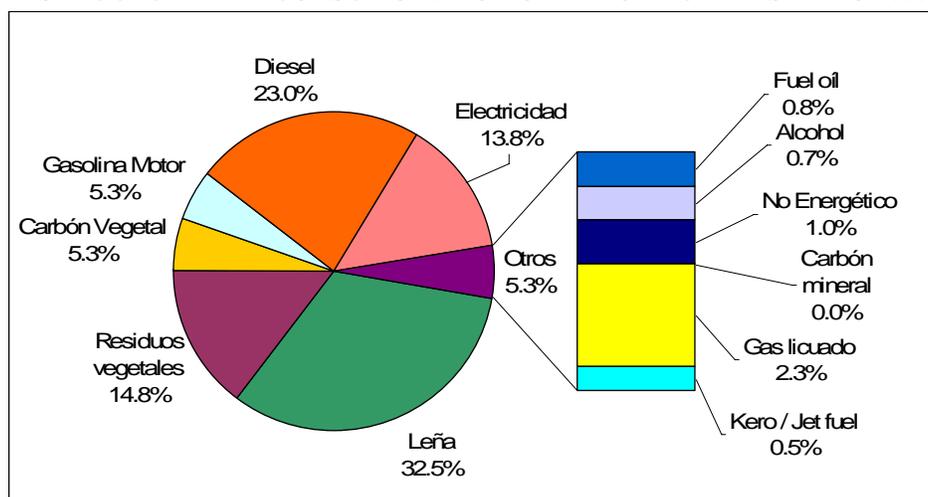
El segundo centro de transformación en importancia de Paraguay son las Carboneras, que consumen Leña y producen Carbón Vegetal. En 2008 ingresaron 736 kTep de Leña y se produjeron 500 kTep de Carbón Vegetal.

Las Destilerías de Alcohol procesaron 163 kTep de Caña y obtuvieron 29 kTep de Alcohol Carburante.

En 2008, el consumo neto total⁷ (CNT) de energía de Paraguay fue de 3,896 kTep. Si hacemos el cociente entre el CNT y la OITB, da un valor de 0.77, que representa la eficiencia total del abastecimiento energético Paraguayo. El 23% restante son las pérdidas de transporte y distribución, la energía no aprovechada y las pérdidas de transformación.

El análisis del CNT es necesario para definir las políticas que deben actuar sobre la demanda (o, en un sentido más amplio, sobre los requerimientos para incluir a las fuentes no comerciales). Las principales fuentes, como puede apreciarse en el siguiente gráfico, son la Leña, el Diesel, los Residuos Vegetales, y la Electricidad con un consumo neto de 1,266 kTep (32.5% del CNT), 896 kTep (23% del CNT), 576 kTep (14.8% del CNT), y 537 kTep (13.8% del CNT) respectivamente.

GRÁFICO 2.3
ESTRUCTURA DEL CONSUMO NETO TOTAL POR FUENTES – AÑO 2008



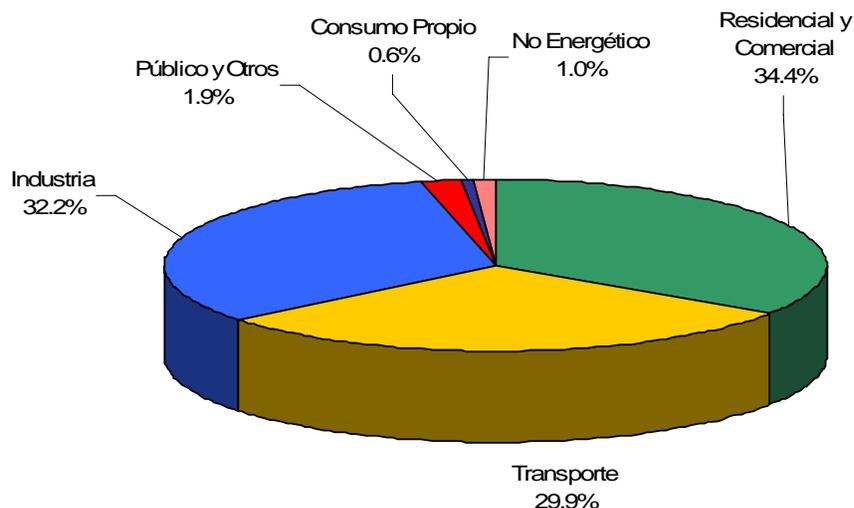
Fuente: elaboración propia en base al BNE 2008.

Las restantes fuentes participan, en conjunto, con 16% del CNT (Gasolina motor 5.3%, Carbón Vegetal 5.3%, otros 5.3%).

En cuanto a la estructura del CNT por sectores, el principal consumidor es el Residencial y Comercial con el 34.4% del total; seguido del Industrial con el 32.2%; y luego el Transporte con el 29.9%. Le siguen: Público (1.9%), No Energético (1.0%), y Consumo Propio (0.6%).

⁷ Es la suma del Consumo Propio y el Consumo Final de los sectores socioeconómico. El Consumo Propio es el consumo para atender los usos que permiten el funcionamiento de las instalaciones energéticas: iluminación, calderas, hornos, fuerza motriz, etc.; no es el Consumo Intermedio de una fuente primaria o secundaria para transformarse en otra fuente secundaria.

GRÁFICO 2.4
ESTRUCTURA DEL CONSUMO NETO TOTAL POR SECTORES – AÑO 2008



Fuente: elaboración propia en base al BNE 2008.

El sector Transporte consumió, en 2008, 1,164 kTep. La principal fuente energética consumida en el sector es el Diesel, con el 77% del total. La segunda fuente en importancia es la Gasolina (17.5% del consumo total Transporte); y le siguen el Alcohol (2.4%), el Kerosene (1.4%), y el Gas Licuado (1.4%).

El sector Industrial consumió 1,254 kTep. Las principales fuentes consumidas en el sector Industrial son: Residuos de biomasa (45.9%), Leña (35.5%), Electricidad (10.5%) y Carbón Vegetal (5.3%). Las restantes fuentes (Fuel Oil, Gas Licuado, Gasolina, Kerosene) representan en forma conjunta el 2.7%.

En el sector Residencial y Comercial, el 61% del consumo total de 1,340 kTep es electricidad. La segunda fuente en importancia es la electricidad (23.2% del consumo), luego le siguen el Carbón Vegetal (10.4%) y el Gas Licuado (5.3%).

El sector Público y otros consumió 75 kTep; de los cuales, según balance, el 100% fue electricidad.

El Consumo Propio consumió 23.6 kTep en 2008. Este consumo es para el funcionamiento de las Centrales Eléctricas y demás centros de transformación. El 100% de dicho consumo lo aportó la Electricidad.

Finalmente, es necesario considerar el destino del abastecimiento u oferta de las principales fuentes energéticas. En el siguiente cuadro se sintetiza esta información:

CUADRO 2.2.
DESTINO DE LA OFERTA DE LAS PRINCIPALES FUENTES – AÑO 2008

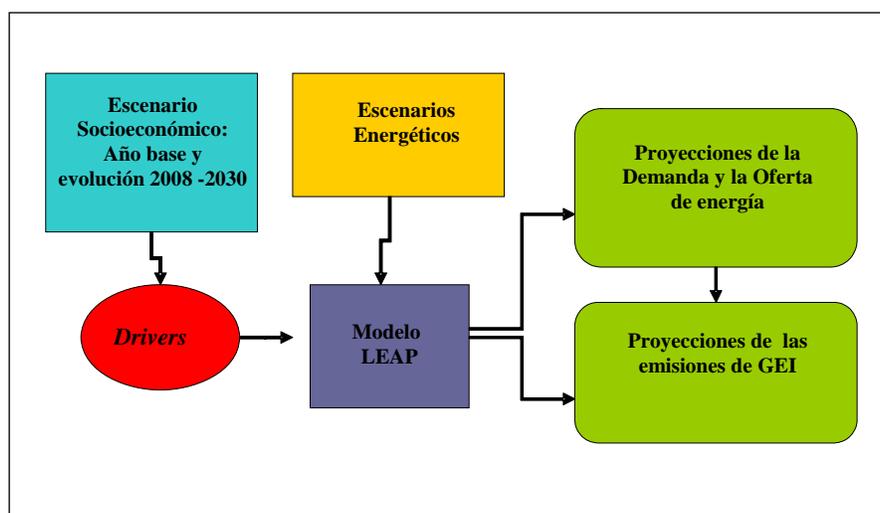
	Carbón mineral	Hydroenergía	Leña	Residuos vegetales	Otras Biomosas	Carbón Vegetal	Gas licuado	Gasolina Motor	Kero / Jet fuel	Diesel	Fuel oil	Alcohol	Electricidad
Oferta Total (kTep)	0.2	5.581	2.002	576	163	206	89	206	21	896	30	29	537
Centros de Transformación	0.0%	100.0%	36.8%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Refinería	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%								
Carboneras	0.0%	0.0%	36.8%	0.0%	0.0%								
Destilería	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%								
Centrale Eléctricas Públicas	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%					0.0%			
Autoprodutores	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%								
Consumo Propio	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.4%
Centrales Eléctricas	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.4%
Residencial y Comercial	0.0%	0.0%	40.8%	0.0%	0.0%	67.7%	80.0%	0.0%	2.6%	0.0%	0.4%	1.8%	57.8%
Transporte	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	18.1%	99.3%	94.4%	100.0%	0.0%	96.5%	0.0%
Industria	100.0%	0.0%	22.2%	100.0%	0.0%	32.3%	1.9%	0.7%	3.0%	0.0%	99.6%	1.7%	24.5%
Público y Otros	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	13.3%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

3. El escenario Socioeconómico

Tal como fuera expuesto, en el presente estudio se trabajó con un solo escenario socioeconómico y dos escenarios energéticos: Tendencial y Alternativo.

La necesidad de formular un escenario Socioeconómico se debe a que bajo el presente abordaje metodológico con el cual se elabora la prospectiva energética, es necesario contar con una visión del futuro de la evolución de las principales variables socioeconómicas que a su vez inducen, bajo determinadas pautas tecnológicas y de utilización de la energía, a los consumos energéticos futuros y las correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero. Se trata así, principalmente, de obtener la evolución de las variables explicativas (o drivers) de los consumos energéticos por sector de demanda.

FIGURA 3.1.
REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL PAPEL DEL ESCENARIO SOCIOECONÓMICO EN EL CONTEXTO DEL ESTUDIO



Fuente: IDEE/Fundación Bariloche.

La formulación de escenarios para los trabajos de prospectiva energética de un país o región tienen un cierto grado de complejidad dado por el nivel de detalle con que se representará el sistema energético y el análisis de coherencia que es necesario realizar entre la proyección de las distintas variables socioeconómicas. En este estudio, y dado los alcances del mismo, se realizó una modelización simplificada del sistema energético de Paraguay; en consecuencia, sólo se proyectarán las variables socioeconómicas más generales.

A continuación se detalla en el siguiente cuadro las principales variables explicativas utilizadas en cada uno de los sectores de la demanda.

CUADRO 3.1.
VARIABLES EXPLICATIVAS

Sectores	Variable Explicativa
Residencial	Hogares
Comercial	Valor Agregado (VA) Comercial
Público y Otros	Valor Agregado (VA) Comercial
Industria del Cemento	VA Industria de la Construcción
Resto Industria	VA Industria Industrial
Transporte Caminero	Parque vehicular
Transporte Marítimo	PIB
Transporte FFCC	PIB
Transporte Aéreo	PIB
No Energético	PIB
Consumo Propio	VA Energía

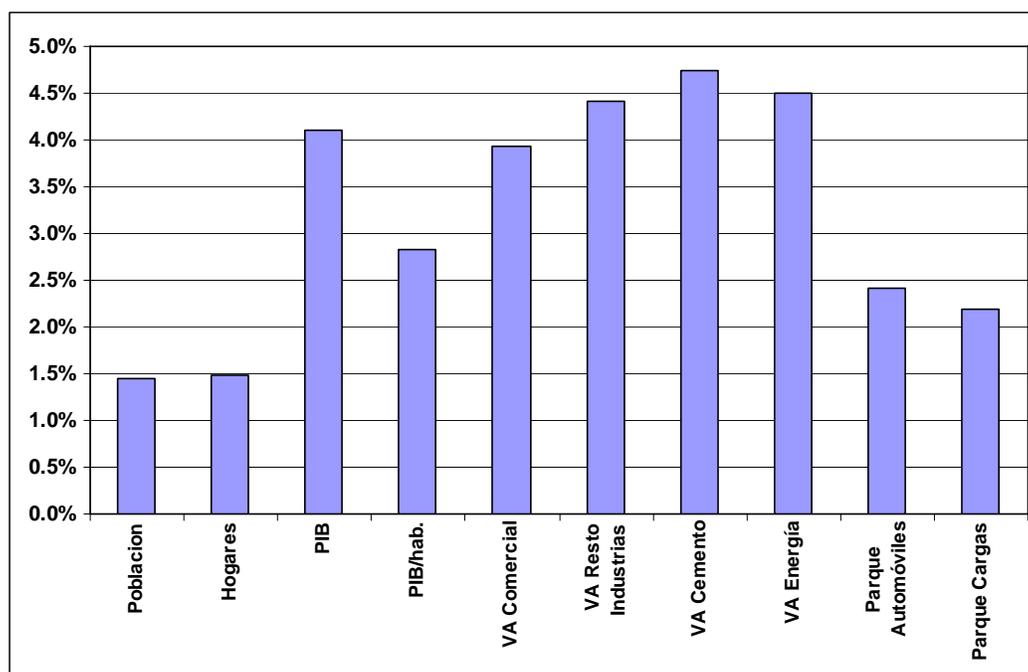
En lo que se refiere a la población y los hogares, ésta información fue obtenida a partir de datos proporcionados por CEPAL (estimaciones efectuadas por CELADE). Según dicha información, en el año 2008 habitaban en Paraguay 6,224,181 personas en 1,326,760 hogares. Según estas proyecciones en 2030 habitarán en Paraguay 8,543,984 personas, lo que implica una tasa de crecimiento anual promedio de la población en todo el periodo del 1.45%. Por su parte los hogares en el 2030 se ubicarán en 1,836,430 (implica una tasa del 1.49% a.a.).

Con relación a la evolución del PIB⁸ de Paraguay, éste crecerá a una tasa del 4.1% entre los años 2008-2030.

A partir de la información provista en el marco de presente estudio, se estableció la evolución de las variables explicativas antes mencionadas. En el siguiente gráfico se resumen las evoluciones de las tasas interanuales de dichos “drivers”.

⁸ Fuente: estimaciones propias en base a datos de CEPAL.

FIGURA 3.1.
TASAS INTERANUALES DE CRECIMIENTO DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS 2008-2030



Fuente: elaboración propia, en base a información suministrada por la DNP y CEPAL.

En cuanto a las proyecciones del parque vehicular, las mismas se efectuaron siguiendo los lineamientos oficiales de la política de transporte y aplicando modelos de correlación con el PIB/habitante⁹, en especial para el transporte individual de pasajeros.

A continuación se presenta un resumen de las tasas de crecimiento por tipo de vehículo.

CUADRO 3.2.
TASAS DE CRECIMIENTO DEL PARQUE VEHICULAR 2008-2030

Tipo de vehículo	tasa 08-30
Automóvil	2.4%
Camionetas	2.8%
Motocicletas	1.5%
Omnibus	1.5%
Camiones	2.2%
Máquinas y Varios	2.2%

Fuente: elaboración propia.

⁹ Ver en el Anexo 4 del presente trabajo, una descripción del modelo utilizado y los resultados obtenidos respecto a la proyección del parque por medio y modo de locomoción, a lo largo del período 2008-2030.

4. LOS ESCENARIOS ENERGETICOS

4.1. Introducción

Los Escenarios Energéticos son necesarios en los procesos de Planificación Energética.

Dentro de ciertos límites, para un mismo Escenario Socio-Económico pueden satisfacerse los requerimientos de energía con distintas fuentes energéticas y diferentes modalidades de uso de las mismas.

Por ejemplo se puede satisfacer la necesidad de cocción con leña, carbón vegetal, keroseno, gas licuado de petróleo, electricidad y gas natural. Se puede producir el calor de proceso requerido por las industrias con leña, residuos de biomasa, fuel oil, diesel oil y gas natural. Se puede generar la electricidad para abastecer al sistema con hidroelectricidad, energía nuclear, leña, residuos de biomasa, fuel oil, diesel oil, gas natural, energía solar, energía geotérmica, energía eólica, etc.

En última instancia la satisfacción de similares requerimientos del sistema socio-económico puede conseguirse con mayor o menor cantidad de energía neta (o sea con mayor o menor uso racional de energía).

De igual manera esos requerimientos pueden satisfacerse con diferentes estructuras relativas de precios de los energéticos.

En definitiva todos estos aspectos de los Escenarios Energéticos generarán impactos sobre el sistema socio-económico, el ambiente y alterarán, por ejemplo, lo referente a la componente de inversiones y a los recursos impositivos del país.

Es que los trabajos prospectivos referidos a la energía presentan características propias que surgen de la naturaleza de los sistemas energéticos que a su vez contienen una alta proporción de elementos cuya evolución debe ser considerada necesariamente en una perspectiva de largo plazo.

Tal es el caso, por ejemplo, de gran parte de las instalaciones para la producción de energía (centrales hidroeléctricas, exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos, minas de carbón), para las cuales los plazos de concepción, decisión, construcción y puesta en operación se extienden sobre períodos de no menos de 10 años.

En el extremo opuesto de la cadena energética se puede constatar que los hábitos de consumo de energía cambian, en general lentamente, puesto que están relacionados con la existencia de parques de equipos y artefactos de utilización que se mantienen en servicio aún después de haberse modificado las condiciones económicas y técnicas en vigencia en el momento de su adquisición.

4.2. Los Tipos de Escenarios

Los Escenarios se clasifican en: tendenciales, previsionales, exploratorios y normativos.

Es sabido que los escenarios previsionales incorporan relaciones de comportamiento de las variables en juego sobre las cuales no se ejercerá una deliberada acción.

Por su parte, los escenarios normativos incluyen relaciones de comportamiento de las variables sobre las cuales se tratará de influir para lograr los cambios estructurales que se plantean como objetivo.

En cambio, los escenarios tendenciales implican que en las relaciones de comportamiento de las variables continúan prevaleciendo las fuerzas directrices de la historia de ese país.

Por fin los escenarios exploratorios tienen por finalidad contestar la pregunta: ¿qué pasaría si las relaciones de comportamiento de las variables fundamentales a considerar se manifestaran de esta o de esta otra manera?

Es claro el ejemplo de escenarios tendenciales cuando se estima que las relaciones de precios relativos de la economía continuarán siendo en el futuro como en el pasado.

Un escenario previsional, en el aspecto anterior, indicaría que esos precios relativos se comportarían según las leyes del mercado.

Un escenario normativo, por ejemplo, propondría ejercer acciones para modificar las relaciones de precios entre los bienes suntuarios y los bienes de primera necesidad.

Un escenario exploratorio trataría de analizar qué pasaría por ejemplo con la demanda de energía o con la distribución del ingreso, si cambiaran de tal o cual manera los precios relativos de los energéticos y de la economía de un país.

En cualquiera de los casos debe existir coherencia interna en un escenario del tipo que sea. Esta coherencia debe estar dada no sólo por el equilibrio cuantitativo entre los agregados, sino también por la posibilidad técnica y política de tomar las medidas de política económica y energética que harían posible el logro de los cambios propuestos (políticas fiscales, políticas de precios y salarios, políticas financieras y monetarias) o el mantenimiento en el futuro de las políticas existentes en el pasado.

En el caso de este trabajo se han considerado dos tipos de Escenarios:

- El Escenario Tendencial

Es decir que el comportamiento futuro del sistema energético seguirá la evolución histórica sin cambios estructurales más allá de los que la tendencia histórica haya señalado

- El Escenario Alternativo será de tipo Exploratorios, con cambios estructurales, y su objetivo será el de analizar, qué pasará en el sistema energéticos si las relaciones de comportamiento de las variables fundamentales a considerar (crecimiento de la demanda, disminución de las intensidades energéticas, estructura relativa de precios de los energéticos, sustitución entre energéticos, uso racional de la energía, etc. .) se manifestaran en el sentido de modificar su comportamiento histórico

Seguramente estos cambios exigirán mayores esfuerzos sobre la oferta (intensificación de la exploración de hidrocarburos, obras del sistema energético , centrales hidroeléctricas; posibilidad de gasoductos , intensificación del aporte de otras Fuentes Energética renovables como el Alcohol Carburante, el Biodiesel, la energía solar , la energía eólica)

4.3. Contenidos de los Escenarios

Los Escenarios Energéticos se han construido una vez definidos los Escenarios Socioeconómicos y se ha conseguido la necesaria coherencia entre ambos.

En principio debe recordarse que uno de los objetivos fundamentales de los Escenarios Energéticos es posibilitar los trabajos de prospectiva energética y de planificación indicativa del sistema energético.

- i) Los Escenarios Energéticos establecerán, entonces, los lineamientos generales de comportamiento futuro del sistema energético en consonancia con los lineamientos de los Escenarios Socioeconómicos.
- ii) Se han incluido, entonces, aspectos tales como: políticas sobre penetración de energéticos en los sectores de consumo, cambios en las estructuras de precios y tarifas internas, evolución de los distintos tipos de mercados en que compiten los energéticos, políticas de oferta y medidas de Uso Racional de la Energía.

4.4. Los lineamientos generales de los Escenarios Energéticos

Estos lineamientos contemplarán los siguientes aspectos:

- los sectores de consumo y los usuarios
- el uso racional de energía
- los cambios en las estructuras relativas de precios de los energéticos
- el sistema de abastecimiento
- el sistema institucional

4.4.1. Evolución de los Mercados Disputables de Demanda de Energía Final

En este apartado se presenta brevemente la evolución de las fuentes de energía más importantes consumidas a nivel sectorial, indicando aquellas en las que se espera crecimiento relativo o penetración. El foco del análisis se concentra en las fuentes no cautivas afectadas a usos no específicos, o sea el sub conjunto de energéticos que permiten sustitución entre sí. Sólo es posible detenerse entonces en aquellos sectores donde la sustitución tiene lugar. Quedan excluidos por un lado ejemplo casi todos los modos de transporte excepto el carretero y por otro lado el consumo propio, cuyas sustituciones son el correlato de lo ya analizado en los sectores de origen y que además presenta poca variación – incremento del uso de Electricidad en detrimento del Fuel Oil. Un ejemplo de disputa o competencia se verifica entre los usos calóricos dentro del sector residencial: calentamiento de agua, calefacción y cocción. Diversas fuentes pueden cubrir los requerimientos de energía de estos usos de modo alternativo.

Los usos cautivos o específicos por otro lado se ejemplifican con el empleo de artefactos eléctricos o diesel como único combustible, el transporte interno de las Industrias, el empleo de Electricidad para Fuerza Motriz; los usos electroquímicos o frío de proceso, son ejemplos de usos específicos. Los automotores constituyen en cambio un caso ejemplar de las posibilidades y delimitación de Mercados Disputables¹⁰. Estos vehículos pueden consumir por un lado Gasolina Motor; Gas Licuado o Alcohol Carburante (hasta determinado porcentaje de mezcla). Por otro lado, los vehículos pueden emplear Diesel Oil o Biodiesel, sin embargo no existe disputa posible entre Diesel y Gasolina ya que la tecnología de los respectivos motores no lo permite.

¹⁰ No debe confundirse con el término empleado en la Economía de la Regulación para indicar la posibilidad de hacer extensivo el comportamiento de un mercado de Competencia Perfecta a uno donde se presenta una Competencia Potencial.

4.4.1.1. Sectores Residencial, Comercial y Público y Otros

Se considera que el 57% de la Electricidad del sector Residencial fue destinada a usos calóricos; lo que significa que está en competencia con las otras fuentes consumidas por el sector¹¹. En el caso de los sectores Comercial y Público y Otros, el porcentaje es inferior alcanzando sólo el 13.3% del total de Electricidad. Esto se debe a la mayor relevancia de usos cautivos. Se han formulado en general hipótesis de sustitución de Leña y Carbón de Leña, proponiéndose penetración para la Electricidad (excepto en usos calóricos), Calentamiento Solar y expansión de las redes de Gas Natural o penetración de GLP en sustitución de Leña.

Analizando la evolución histórica, en el año 1990 el 97% del total de energía consumida por el Sector Residencial (788 kTep) era disputable, en el sentido indicado. Esa proporción cae al 91% en el año 2008 (695 kTep totales). El mismo indicador disminuye del 94% al 78% en el Comercial y cae del 22% al 17% en el Público y Otros, también entre los años 1990 y 2008. Esto refleja principalmente el incremento del consumo eléctrico, que como se indicó se emplea parcialmente en los usos en compendia, y en menor medida por el aumento del GL. La fuente en retroceso tanto en términos absolutos como relativos es claramente la leña

Las principales diferencias entre los sectores, así como la importancia relativa de las distintas fuentes y la evolución del mercado disputable pueden verse en el cuadro siguiente.

CUADRO 4.1.1.
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA NETA
SECTORES RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PÚBLICO Y OTROS - AÑOS 1990 Y 2008 (EN KTEP
Y %)

			LE	CV	GL	KJ	AL	EE	Total (% y kTep)
Residencial	1990	Sólo Usos Disputables	86,6%	7,7%	1,2%	1,1%		3,5%	100% 768
		Todos los Usos	84,4%	7,5%	1,1%	1,1%		5,9%	100% 788
	2008	Sólo Usos Disputables	72,5%	12,1%	2,0%	0,1%	0,1%	13,2%	100% 695
		Todos los Usos	65,9%	11,0%	1,9%	0,1%	0,1%	21,1%	100% 764
Comercial	1990	Sólo Usos Disputables	85,7%	7,0%	6,4%			0,9%	100% 560
		Todos los Usos	81,0%	6,6%	6,0%			6,3%	100% 593
	2008	Sólo Usos Disputables	70,3%	12,5%	12,7%			4,5%	100% 447
		Todos los Usos	54,5%	9,7%	9,9%			25,9%	100% 576
Público y Otros	1990	Sólo Usos Disputables	45,8%					54,2%	100% 8
		Todos los Usos	10,1%					89,9%	100% 36
	2008	Sólo Usos Disputables	27,4%					72,6%	100% 13
		Todos los Usos	4,8%					95,2%	100% 75

Fuente: elaboración propia sobre la base de los Balances Energéticos Nacionales

4.4.1.2. Sectores Cemento, Otras Industrias

El sector industrial se caracteriza por presentar como subproductos otro tipo de fuentes cuyo empleo se trata de maximizar dentro de la propia actividad productiva, casos de los Residuos Vegetales en Otras Industrias. Las hipótesis de mayor difusión de los energéticos tiene en cuenta la utilización de

¹¹ Los porcentajes de electricidad que corresponden a consumos no calóricos (sector Residencial, Comercial y Público) o a usos cautivos en otros sectores, así como el porcentaje de Diesel y Gasolina Motor se basan en estudios detallados de energía por usos, elaborados recientemente por la Fundación Bariloche para diversos países de la región. En su determinación se consideran las características específicas edafoclimáticas y de disponibilidad de fuentes del Paraguay.

tales residuos combustibles que las propias industrias producen - por ejemplo el Bagazo en Industria Azucarera.

En Otras Industrias se propone como hipótesis la sustitución de Leña, Carbón Vegetal y derivados del Petróleo en general y la penetración de la Electricidad, Gas Natural (sólo escenario estructural) y en menor medida, Biogas y Solar. En Cemento se propone penetración de Electricidad y sustitución de Fuel Oil por GN en sólo uno de los escenarios.

Dentro del el consumo general de energía se tiene a los Residuos Vegetales como fuente específica muy relevantes, explicando prácticamente la mitad de la energía consumida. Al no considerar esta fuente en disputa, la Leña pasa a ser la principal seguida por el Carbón Vegetal y la Electricidad. El sector cemento posee consumos de Fuel Oil principalmente y de Electricidad.

Debido a la presencia de fuentes específicas en algunos sub sectores de la Industria, más allá de su importancia relativa, resulta relevante detallar cuáles de ellas se consideran en disputa.

Se incluye como disputable sólo a una pequeña porción del consumo de Electricidad (2% en Cemento y 28% en Otras Industrias) y el 37% de la Gasolina Motor aunque su presencia es ínfima. Estas excepciones se explican en usos cautivos de muy difícil reemplazo, o bien fuentes cuyo aprovechamiento se intenta maximizar, caso de los Residuos Vegetales.

Respecto a la evolución histórica de la proporción de energía disputable, no se presenta variación apreciable en entre el año 1990 y el 2008, para los dos sectores analizados, aunque si es muy distinto el valor absoluto de la energía disputable. En el caso de Otras Industrias el 44%o 45% del total de energía se considera disputable (peso significativo y constante de los Residuos Vegetales) mientras que en Cemento la proporción de energía en competencia alcanza el 87%.

El detalle se brinda en la tabla siguiente:

CUADRO 4.1.2.
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA NETA
SECTORES CEMENTO, OTRAS INDUSTRIAS Y CONSUMO PROPIO –
AÑOS 1990 Y 2008 (EN KTEP Y%)

			LE	RV	CV	GL	GM	KJ	DO	FO	AL	EE	Total (% y kTep)
Industria del Cemento	1990	Sólo Usos Disputables								99,7%		0,3%	100% 31
		Todos los Usos								86,9%		13,1%	100% 35
	2008	Sólo Usos Disputables								99,7%		0,3%	100% 25
		Todos los Usos								86,6%		13,4%	100% 29
Otras Industrias	1990	Sólo Usos Disputables	84,3%		8,4%					3,8%		3,5%	100% 399
		Todos los Usos	36,8%	52,5%	3,7%					1,7%		5,4%	100% 914
	2008	Sólo Usos Disputables	80,1%		12,0%	0,3%	0,1%	0,1%		0,9%		6,5%	100% 555
		Todos los Usos	36,3%	47,0%	5,4%	0,1%	0,1%	0,1%		0,4%	0,0%	10,4%	100% 1.225
Consumo Propio	1990	Sólo Usos Disputables				0,1%	0,2%		0,3%	96,1%		3,2%	100% 8,1
		Todos los Usos				0,0%	0,2%		1,3%	36,9%		61,5%	100% 21,0
	2008	Sólo Usos Disputables										100,0%	100% 0,5
		Todos los Usos										100,0%	100% 23,5

Fuente: elaboración propia sobre la base de los Balances Energéticos Nacionales

4.4.1.3. Sector Transporte

En este sector existe un menor margen para la sustitución, en función de mayores especificidades de fuentes en motores. Se propone la penetración de Alcohol y Biodiesel en mezclas con Gasolina y Diesel Oil respectivamente. Además de penetración de Electricidad en Ferrocarriles. Las fuentes en retroceso son el Gas Licuado y las Gasolinas.

El empleo de Leña por parte de los Ferrocarriles en el año 1990 es considerado sólo consumo histórico. Respecto a los otros modos, no hay competencia en el combustible por el transporte aéreo, en 1990 se recurría a gasolinas y en el 2008 sólo a combustible jet. El transporte fluvial por su parte sólo emplea Diesel Oil, un 10% del mismo puede considerarse en competencia con el Bio Diesel.

El modo que presenta riqueza para su análisis es el carretero, los usos en disputa pasan de representar un 18% del total de la energía consumida en 1990 a un 16% en el 2008. Es el Diesel quien gana participación por sobre la Gasolina. Se considera en competencia un 37% de la Gasolina y un 10% del Diesel. Se puede identificar la importante participación del Alcohol o Bioetanol como fuente, su fuerte penetración en el 2008 es diluida por los mayores consumos de Diesel en particular. Se espera a futuro una importante participación del Biodiesel.

CUADRO 4.1.3.
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA NETA
SECTOR TRANSPORTE - AÑOS 1990 Y 2008 (EN KTEP Y %)

			LE	GL	GM	DO	AL	KJ	Total (% y kTep)
Transporte Ferretil	1990	Sólo Usos Disputables	100,0%						100% 8
		Todos los Usos	100,0%						100% 8
	2008	Sólo Usos Disputables							
		Todos los Usos							
Transporte Carretero	1990	Sólo Usos Disputables		11,1%	50,0%	38,9%			100% 99
		Todos los Usos		2,0%	24,4%	70,8%	2,8%		100% 547
	2008	Sólo Usos Disputables		8,9%	41,9%	49,2%			100% 181
		Todos los Usos		1,4%	17,9%	78,2%	2,4%		100% 1.140
Transporte Aéreo	1990	Sólo Usos Disputables							
		Todos los Usos			100,0%				100% 2
	2008	Sólo Usos Disputables							
		Todos los Usos					100%		100% 20
Transporte Fluvial	1990	Sólo Usos Disputables				100,0%			100% 0,4
		Todos los Usos				100,0%			100% 4,1
	2008	Sólo Usos Disputables				100,0%			100% 0,4
		Todos los Usos				100,0%			100% 4,5

Fuente: elaboración propia sobre la base de los Balances Energéticos Nacionales

4.4.2. Proyección de las Estructuras de Demanda por fuente y Módulo Homogéneo

4.4.2.1. Algunos criterios de Sustitución entre fuentes energéticas

Las sustituciones entre Fuentes en cada uno de los sectores considerados serán similares y sólo diferirán los coeficientes de penetración que serán mayores en el Escenario Alternativo que en el Tendencial.

- a) El país es excedentario en electricidad (EE), en consecuencia la Política respecto de las Fuentes y Sectores de Consumo debería ser maximizar la penetración de la EE en todos los sectores. Para esto se requieren importantes inversiones en Transmisión, Transformación y Distribución y sanear ANDE, así como reducir los robos de energía. Estas falencias llevan a comprar y utilizar grupos electrógenos térmicos de muy baja eficiencia que se instalan localmente.
- b) Sector Residencial y Comercial: penetración de la EE en usos calóricos y del Gas Natural sólo en el Escenario Alternativo. Serán sustituidas la Leña y Carbón vegetal de baja eficiencia en el uso y el GLP. En el Residencial Rural extender el Servicio eléctrico mediante líneas y transformadores con el problema de la baja densidad de consumo.
- c) Sector Industrial: penetración de los Residuos de Biomasa (bagazo, cáscara de arroz, aserraderos). El Gas Natural estará disponible a partir del año 2020 y sólo para el Escenario Alternativo. Este penetrará en las calderas de las Industrias en sustitución del Fuel oil y Gasoil. En el Escenario Alternativo se incorporará la Fundición de Aluminio, que utiliza gran cantidad de Electricidad, con la idea de que también se incorpore la industrialización del Aluminio en Paraguay y no sólo la obtención de los bloques para su envío al exterior. Dado que Paraguay sólo utiliza entre el 3-5% de la energía de Itaipú, dispondría del 45-47% restante para su empleo en el país. Lo mismo puede afirmarse respecto de Yacretá.
- d) Sector Transportes: se analizará la posibilidad del FFCC eléctrico incluso suburbano, y troles urbanos. El inconveniente serían los altos costos en infraestructura y la baja densidad de cargas y de personas. Se analizará una penetración del Alcohol etílico en sustitución de las naftas y del biodiesel en sustitución del Gas Oil.

Cuando no se dispone de información para el año base desagregada para cada Sector y Subsector de consumo por fuente energética y uso, que sólo es posible obtener mediante encuestas específicas a cada sector y subsector de consumo, se recurre a un método simplificado basado en el Modelo Potencial que se describe a continuación

4.4.2.2. El Método Potencial

Para el cálculo de las estructuras se ha utilizado el Método Potencial.

Esto es el cálculo los coeficientes de penetración o regresión: m_{ij}

En base la evolución de la estructura histórica de participación de los energéticos en cada sector de consumo, se calculan los correspondientes: m_{ij}

Se aplica la fórmula:

$$R_{j0} = R_{j-n} * T^{mij}$$

Siendo:

R_{j0}: La participación del energético j en el consumo de energía neta en el año base o
 R_{j-n}: La participación del energético j en el consumo de energía neta en el año pasado -n
 T: Número de años entre el año base o y el año pasado -n
 mij : Coeficiente de penetración o regresión para el período entre el año o y el año-n

$$\text{Luego: } mij = \ln(R_{j0}/R_{j-n}) / \ln T$$

Calculados los mij para todos los energéticos j se calcula la participación de los energéticos en los años de proyección: 2015, 2020, 2025 y 2030 o sea que T será ahora siempre igual a cinco a partir de la estructura para el año base 2008 mantenida para el año 2010 .

$$\text{Esto es: } R'_{j5} = R_{j0} * 5^{mij}$$

Como la suma de todas las R'j5 no va a dar 100 se efectúa un cambio de base, para que la suma, ahora de todos los Rj5 dé 100.

En el caso de la Energía Solar, energía Eólica; Biogas; Alcohol Carburante en las mezclas con Gasolina y en el del Biodiesel en las mezclas con Diesel, las participaciones proyectadas lo fueron en forma normativa, es decir definiendo a priori la penetración de dichos energéticos en cada uno de los años de proyección.

Los datos históricos de participación de las Fuentes Energéticas en cada Módulo Homogéneo surgen de la serie de Balances Energético de Paraguay en Energía Neta entre los años 1990 y 2008

4.4.2.3. Los criterios que definen las Estructuras de Consumo por fuente energética y sector para los años de Proyección

De los 10 Módulos Homogéneos, en dos no hay sustitución entre las fuentes energéticas y estos dos son:

- Ferrocarriles
- Aéreo

En general los criterios utilizados para la penetración de las fuentes en los sectores donde se da competencia entre los energéticos ha sido la de privilegiar las fuentes en las que Paraguay tiene disponibilidad propia.

- i) La Electricidad cuyo empleo, en especial en el Escenario Alternativo se ha tratado de maximizar y ha aumentado su participación en todos los sectores incluso en usos calóricos
- ii) Las Bioenergías, en particular el Alcohol carburante y el Biodiesel aptos para sustituir a las Gasolinas y al Diesel y no sólo en el sector Transporte. Es que esta dependencia del petróleo importado , actualmente en forma de derivados, es uno de los problemas energéticos más serios de Paraguay por su incidencia en la Balanza comercial
- iii) En lo que se refiere al Leña y el Carbón Vegetal si bien son de origen local , se los ha sustituido moderadamente para mejorar la calidad de las prestaciones
- iv) Al Biogas se lo ha considerado especialmente en el Sector Resto de Industrias

- v) Dada la ubicación geográfica de Paraguay , la disponibilidad de Energía Solar es importante y se la ha tenido en cuenta en el Escenario Alternativo en los sectores Residencial, Comercial y Público
- vi) En general los energéticos que penetran en todos los sectores y en el Escenario Alternativo son:
EE; Solar; Biodiesel; Alcohol Etílico
- vii) El Kerosene Jet tiene un destino específico en de los aviones a reacción
- viii) Los energéticos que son subproductos de una actividad industrial pues se autoconsumen en la misma actividad como el Bagazo de caña en los Ingenios. Incluidos como Residuos Vegetales en el Sector Resto de Industrias
- ix) En cuanto al Gas Natural , del que no dispone actualmente Paraguay, se ha supuesto que aparezca a partir del año 2020 en el Escenario Alternativo únicamente con penetraciones moderadas
- x) Si bien hoy no funciona medios rodoviarios, como el Ferrocarril para áreas suburbanas y el trole para ciudades, dada la disponibilidad de Electricidad, se ha estimado que a partir del año 2020 estos medios aparezcan en sistema de Transporte de Paraguay, accionados por energía eléctrica en sustitución , esencialmente , del Diesel oil
- xi) En todos los casos los energéticos que penetran al año 2030 lo hacen en mayor proporción en el Escenario Alternativo que en el Escenario Tendencial

En el Anexo I se presentará para cada Módulo Homogéneo la participación de las distintas fuentes energéticas en el año Base 2008 y luego en el año 2030 para los dos escenarios el Tendencial y el Alternativo

4.4.3. El Uso Racional de Energía

4.4.3.1. Aspectos generales

Se han tenido especialmente en cuenta las recomendaciones de los siguientes estudios

- ANDE: Sustitución de Lámparas Incandescentes por lámparas fluorescentes compactas en el Sctor Residencial Enero 2009
- Vice Ministerio de Minas y Energía : Eficiencia Energética en el Paraguay Situación Actual :Mayo 2010
- Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones : Plan Estratégico 2008-2013

Aquí se incluye tanto las hipótesis para el Escenario Tendencial como para el Alternativo.

Se calculan para cada escenario a nivel de las Fuentes y Usos energéticos dentro de cada uno de los Sectores de Consumo Final.

Las magnitudes de los ahorros son mayores para el Escenario Alternativo que para el Tendencial.

Como ejemplo se indican las medidas de ahorro en algunos de los sectores.

i) En el sector Residencial

- a) Sustitución de bombillas incandescentes
- b) Uso eficiente de energía en equipos de refrigeración, aire acondicionado y demás electrodomésticos
- c) Hornillas eficientes
- d) Diseño, construcción y uso eficiente y sostenible de viviendas
- e) Gas Licuado del Petróleo - GLP en el sector rural y zonas marginales
- f) Introducir el uso de artefactos domésticos eficientes para el consumo de LE (Leña) y CV (Carbón Vegetal) y analizar la penetración de EE (Electricidad)

ii) En el sector Industrial

- a) Optimización del uso de la energía eléctrica para fuerza motriz.
- b) Optimización del uso de calderas
- c) Eficiencia en iluminación
- d) Gestión integral de la energía en la industria con énfasis en producción más limpia
- e) Cogeneración y autogeneración
- f) Uso racional y eficiente de energía en Pequeñas y Medianas Empresas - PYMES
- g) Optimización de procesos de combustión
- h) Optimización de la cadena de frío
- i) En Industrias mejorar la combustión en calderas y maximizar el uso de Residuos propios

iii) En el sector Comercial, Público y Servicios

- a) Difusión, promoción y aplicación de tecnologías y buenas prácticas en sistemas de iluminación, refrigeración y aire acondicionado
- b) Diseño, construcción, reconversión energética y uso eficiente y sostenible de edificaciones
- c) Caracterización, gestión de indicadores y asistencia técnica
- d) Actualización o reconversión tecnológica del alumbrado público

iv) En el sector Transporte

- e) Reconversión tecnológica del parque automotor (penetración de híbridos y flex fuel, mejoras en las eficiencia de los motores, etc.)
- f) Modos de transporte (penetración de medios masivos de transporte que utilicen electricidad en el escenario Alternativo. Ejemplo: trenes y troles urbanos)
- g) Buenas prácticas en el transporte

4.4.3.2. Las Medidas genéricas

Para cada uno de los sectores y subsectores de consumo, se tienen en cuenta medidas posibles de uso racional de la energía. Estas medidas están vinculadas por un lado a los cambios tecnológicos en la forma de producir bienes y servicios y por la otra con acciones de conservación de energía, que impliquen modificaciones en la gestión y mantenimiento de equipos y artefactos.

Las medidas de Uso Racional explícitas adicionales a las históricas, se incluyen en ambos Escenarios pero son más profundas en el Alternativo que en el Tendencial.

Los ahorros energéticos se estimarán para el año 2030, respecto del año Base y los valores para los años de corte se interpolarán entre estos dos coeficientes.

En general los mayores coeficientes de ahorros se darán en los combustibles sólidos, seguidos de los líquidos y los gaseosos.

En la electricidad se considerará especialmente el ahorro en Iluminación; Conservación de Alimentos; Acondicionamiento de Ambientes, aplicables a los Sectores Residencial y Comercial y Público.

En el Sector Industrial las medidas de ahorro se concentrarán en los sistemas de generación de vapor (calderas), de generación de calor (hornos), de aislación de ductos, mantenimiento general y de válvulas. En los usos de Electricidad se darán fundamentalmente en Motores Eléctricos, ya que si bien las medidas son posibles en Iluminación y Acondicionamiento de Ambientes, su participación en el consumo eléctrico es relativamente baja.

Es en la generación de calor o de fuerza motriz, utilizando combustibles, donde son mayores las posibilidades de ahorro (calderas, cocinas, calentadores, motores a ciclo Otto y ciclo Diesel). En electricidad los mayores ahorros se dan en iluminación y en el uso de aparatos de aire acondicionado, pero relativamente menos en los motores eléctricos que representan una parte sustancial del consumo de electricidad industrial y minero.

En este sentido las medidas de etiquetado de los artefactos pueden ser una excelente opción.

El sector con mayores posibilidades de ahorro estructural y cuantitativo será el de Transporte (donde los cambios tecnológicos en los motores provocan una sustancial disminución en los consumos de combustibles por kilómetro recorrido).

La ventaja de las políticas de ahorro en los sectores Industrial, Comercial y Público radica en el menor número de usuarios, respecto de los Sectores Residencial y de Transporte.

4.4.3.3. Los Ahorros Específicos por Sector

Para asignar los ahorros por Sector fue necesario estimar una estructura por usos dentro de cada sector y como esta apertura no está disponible, hoy, en, Paraguay se asignaron estructuras de otros países en particula Uruguay De otra manera no hubiera sido posible calcular los ahorros

En el futuro sería necesario contar con un Balance Energético integral de Paraguay a nivel de sector, subsector y usos.

4.4.3.3.1. El Sector Residencial

A) Usos Calóricos de Leña , Carbón de Leña

En la mayor parte de los casos este combustible se utiliza en artefactos que prestan indistintamente los usos de Cocción y Calentamiento de Agua.

Los equipamientos a introducir en el Sector Residencial para mejorar la eficiencia en el uso de la Leña se indican a continuación:

1. Las cocinas Lorena¹² (de barro y arena) o Patzari de FAO/Singer¹³, originarias de Centro América, para las cuales la eficiencia, incluida una chimenea metálica, puede oscilar entre el 20% y 25% más apropiadas para el Residencial Rural.
2. Estufas – cocinas desarrolladas por el Instituto Nacional Tecnológico de Argentina.

Este artefacto, tiene un sistema de combustión en dos etapas, quema el alquitrán, minimiza los gases contaminantes como el monóxido de carbono.

Posee una cámara de combustión primaria revestida de material refractario, con dos puertas frontales, una de ellas con un visor de vidrio cerámico, y cada una con entadas regulables de aire para la combustión. Otras entradas de aire ubicadas en las paredes laterales de dicha cámara de combustión impiden la formación de monóxido de carbono sobre el lecho de combustión

La terminación es a base de pintura resistente a las altas temperaturas y pintura epoxi en la zona del convector. En la tapa superior se encuentran ubicados dos discos desplazables para cocinar (similares a los de una cocina económica). La cámara de combustión primaria posee, por su revestimiento de material refractario, gran inercia térmica. Por esa razón, es un eficaz horno con un funcionamiento similar al de los hornos de barro.

La característica principal de este artefacto es que tiene alto rendimiento, lo que significa ahorro de materia prima.

El sistema permite entregar 15,000 Kcal/hora.

La eficiencia de este artefacto es del 75% (Fuente: www.mmjsrl.com.ar).

Puede ser apto preferentemente para el Sector Residencial Urbano y eventualmente en el Sector Rural.

3. La Estufa Rusa, ésta es de alto rendimiento y se construye con ladrillos refractarios. Los ensayos realizados por el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) de Argentina, y por varios institutos reinvestigación de otros países, arrojan rendimientos que oscilan entre el 84% y el 93% muy superiores a los de otras estufas conocidas.

Si se compara una estufa común de hierro, la rusa produce 4 veces más calor.

La estufa Rusa puede construirse directamente en el piso pero, para comodidad en la carga de la leña y en su manejo es conveniente hacerla sobre una base de mampostería de 45 cm de alto y una pared de 15 cm, Dependiendo del tamaño de la Estufa pueden tener entre 50 cm de ancho a 80 de alto y 70 de profundidad.

Los costos para una estufa chica oscilan en los 47 dólares y para una grande en los 238 dólares.

Este tipo de artefactos permite calefaccionar, cocinar y obtener agua caliente, con la gran ventaja de no emitir humos en el ambiente cerrado.

- i) Para el Sector Urbano
- *Escenario Alternativo*

¹² Ver por ejemplo: <http://www.unesco.org.uy/phi/libros/obrashidraul/Cap6-b.html>

¹³ Ver por ejemplo: http://www.ine.gob.mx/dgicur/calair/descargas/informe_estufas_piloto_mz_lrb_final.pdf, página 7.

La eficiencia promedio actual se puede estimar en un 11%, para Cocción; y en un 10,9% para Calentamiento de Agua.

Los equipamientos a introducir para este sector pueden ser las Cocinas tipo INTI y Rusas.

Se supone que el 60% de las familias cambien sus artefactos para cocinar y el 40% para calentar agua.

En el año 2030 la eficiencia del uso calórico de la Leña generará un ahorro del 33,1%

- *Escenario Tendencial*

El ahorro energético en el año 2030 respecto del año base será del 16,55%.

ii) Para el Sector Rural

- *Escenario Alternativo*

La eficiencia promedio actual se puede estimar en un 12,5%, para Cocción; y en un 10,0% para Calentamiento de Agua.

Los equipamientos a introducir para este sector pueden ser las Cocinas tipo Lorena y las tipo INTA.

Se supone que el 40% de las familias cambien sus artefactos para cocinar y el 30% para calentar agua.

En el año 2030 la eficiencia del uso calórico de la Leña generará un ahorro del 11%.

- *Escenario Tendencial*

El ahorro energético en el año 2030 respecto del año base será del 5,5%.

B) Usos calóricos de Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GL)

En el caso del GN es sólo para el Escenario Alternativo y a partir del año 2020

i) Residencial Urbano

- *Cocción de alimentos*

Las eficiencias medias en el año Base son del 50% para el GN y del 45% para el GL.

Para el año 2030, para el escenario Alternativo se estima puedan elevarse al 55% para el GN y al 50% para el GL, esencialmente por un más adecuado uso de los artefactos, por ejemplo: cocinando con utensilios tapados, evitando sobrealga la llama de las hornallas, pasando al mínimo del quemador cuando los líquidos hierven, etc. Es decir una fuerte tarea de educación.

En el Escenario Alternativo el ahorro al año 2030 sería del 5% para el GN y del 4% para el GLP

En el escenario Tendencial el ahorros serían del 2,5% para el GLP

- *Calentamiento de agua*

Esencialmente en el uso de Calefones Termotanques y Calderas.

Las eficiencias medias en el año base para Calefones y Termotanques son del 50% para el GN y del 45% para el GP.

Para el año 2030 en el escenario Alternativo se estima puedan elevarse al 60% para el GN y al 55% para el GLP ambos combustibles, con mejores sistemas de aislación y regulación. El 60% de la Población al año 2030 realizaría estas mejoras.

En el Escenario Alternativo el ahorro al año 2030 sería del 6% para ambos combustibles

En el escenario Tendencial las eficiencias de los nuevos equipos sería similar a los del Escenario Alternativo pero las mejoras las realizaría el 30% de la población en el año 2030 y el ahorro para el GLP alcanzaría al 3%

C) Energía Solar

Se supone en el Escenario Alternativo y en el Escenario Tendencial, tanto para el Sector Residencial Urbano como para el Rural, una mejora en la captación de la luz solar por los colectores del 5%.

E) Usos de Electricidad

En base al Documento ESENER S.A. 2006¹⁴ y POCH, 2010¹⁵, se estimaron los coeficientes de ahorro energético entre el año base y el año 2030 en la República de Paraguay.

En los usos calóricos (Cocción y Calentamiento de Agua) donde la electricidad compite con combustibles gaseosos y líquidos, dada la característica de la generación eléctrica de Paraguay se estimas, como ya se mencionó, una importante penetración de la electricidad en estos usos

USOS CAUTIVOS de la EE

En el caso de los usos cautivos, será donde resultarán más efectivas las medidas de Uso Racional de Energía

- Refrigeración de Alimentos

Las medidas consistirían en la renovación de los refrigeradores convencionales (clase B) que finalizan su vida útil y el aumento del parque de refrigeradores eficientes debido al

¹⁴ ESENER S. A. de Marzo 2006, "Análisis del Potencial de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico de la Republica Argentina. Parte I: La Eficiencia Energética".

¹⁵ POCH, 16 de marzo de 2010 Tercer Informe de Avance "Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía."

crecimiento de la población. En el escenario Alternativo se asume la eliminación al año 2030, del 90% de los refrigeradores antiguos y en el escenario Tendencial del 50%.

Hay medidas para obtener ganancias de calor aumentando la aislación térmica mediante el uso de mejores aislantes y con mayor espesor en las paredes y puertas así como mejores sellos para reducir la filtración de aire. Estas medidas son las de más fácil ejecución.

Otras exigen mayores inversiones como el diseño del sistema de refrigeración, esto es el ciclo termodinámico, el rendimiento de los motores, compresores y otros equipos electromecánicos.

En base al etiquetado de eficiencia energética de la Unión Europea, con un nivel A (inmediato a los más eficientes A+ y A++), se supone un ahorro, respecto de los valores del año base del 24% para los de la categoría A y del 35% para los de la categoría A++.

Teniendo en cuenta la participación de Refrigeradores clase A, clase A++ y los antiguos se obtienen los siguientes valores de Ahorro en el consumo de Electricidad en el año 2030:

Escenario Alternativo Urbano:	28,2%
Escenario Alternativo Rural:	14,2%
Escenario Tendencial Urbano:	14,2%
Escenario Tendencial Rural:	12%

- Iluminación

El potencial de ahorro en este uso es muy grande y hace tiempo están disponibles en el mercado luminarias más eficientes que las incandescentes.

Básicamente las medidas consistirían en sustituir las lámparas incandescentes de uso intensivo por las de Bajo Consumo (CFL y LED) con un ahorro del 80% y del 88,5% respectivamente.

Además se deben implementar medidas de educación de la población en cuanto a las modalidades de uso, por ejemplo no dejar encendidas innecesariamente lámparas en las habitaciones y colocar llaves de encendido con regulación de la intensidad lumínica.

Teniendo en cuenta la participación de las Luminarias de Bajo Consumo y las incandescentes se obtienen los siguientes valores de Ahorro en el consumo de Electricidad en el año 2030:

Escenario Alternativo Urbano:	58,35%
Escenario Alternativo Rural:	16,87%
Promedio Urbano	42,64%
Escenario Tendencial Urbano:	41,05%
Escenario Tendencial Rural:	9,06%
Promedio Rural	29,14%

- Refrigeración y Ventilación de Ambientes

Los equipos utilizados son los distintos tipos de Aire Acondicionado y de ventiladores.

Los equipos vendidos en Paraguay hasta ahora eran, en general, de baja eficiencia,

Las medidas de ahorro deberían concentrarse en el etiquetado y en algún tipo de ventajas impositivas para los equipos de mayor eficiencia.

Combinando el número de hogares que emplearán en el año 2030 equipos más eficientes y un incremento en el número de aires acondicionados, se obtienen los siguientes ahorros de electricidad en el año 2030:

Escenario Alternativo Urbano:	15,5%
Escenario Alternativo Rural:	8,0%
Promedio Urbano	12,67%

Escenario Tendencial Urbano:	11,0%
Escenario Tendencial Rural:	5,8%
Promedio Rural	9,0%

- Otros Artefactos

Son variados los equipos que utilizan electricidad en este tipo de uso que es exclusivo de esta fuente.

Entre ellos están los Lavarropas: los Lavavajillas; los Hornos de Microondas, las Secadoras.

Las medidas de ahorro consisten en incentivar el recambio de estos artefactos por otros de uso más eficiente. La implementación de esta medida requiere eliminar ciertas barreras culturales y de asimetrías de información que se asume podrán superarse a través del etiquetado de eficiencia energética y el otorgamiento de ventajas impositivas para la fabricación y venta, así como la educación de los usuarios respecto de las modalidades de uso (por ejemplo en el caso de las lavadoras, tratar de lavar colocando la mayor cantidad de carga de ropa y minimizando las operaciones de lavado).

Con estas medidas se estima que los aparatos más eficientes, al reemplazar a los viejos podrán conseguir un ahorro del consumo de electricidad oscilante, según los artefactos, entre el 15% y el 21%.

Teniendo en cuenta hipótesis de penetración de los artefactos eficientes en las familias usuarias y con los ahorros energéticos indicados se estima obtener en el año 2030 el ahorro para los denominados Otros Equipos que se indica a continuación:

Escenario Alternativo Urbano:	16,0%
Escenario Alternativo Rural:	6,0%
Promedio Urbano	12,21%

Escenario Tendencial Urbano:	8,0%
Escenario Tendencial Rural:	3,0%
Promedio Rural	6,1%

- Artefactos en modo de espera (Standby)

Este consumo de produce aún cuando el aparato esté apagado y si bien la potencia del aparato es baja y por ende el ahorro energético, pero este tipo de equipos es muy numeroso en muchos hogares (Computador, Videos, Televisores, DVD, Teléfonos; Consola de Juegos; Equipo de Música; Tostadora; Microonda; Lavadora; Lavavajillas).

En general se ha hecho muy poco para ahorrar energía en esta modalidad de uso pues se requiere la incorporación, por ejemplo, de displays digitales, con los cuales se podría alcanzar al año 2030 un ahorro poco significativo, pero no despreciable.

Combinando el número de hogares donde se podría ahorrar la energía del Stand By con el consumo total de esta modalidad se alcanzarían los siguientes ahorros en el año 2030, respecto del consumo total en Stand By:

Escenario Alternativo Urbano:	80,0%
Escenario Alternativo Rural:	40,0%
Promedio Alternativo	64,9%
Escenario Tendencial Urbano:	40,0%
Escenario Tendencial Rural:	20,0%
Promedio Tendencial	32,4%

F. Consumo de Electricidad en Usos Calóricos: Cocción y Calentamiento de Agua

Dada la altísima participación de la generación hidroeléctrica en la oferta de electricidad de la cual Paraguay exporta una cantidad considerable, sería importante prever el uso de electricidad en los usos calóricos residenciales tanto urbanos como rurales

Son variados los equipos que utilizan electricidad para la Cocción (Anafes, Calderos, Cocinas, Freidoras, Griles, Hornos; etc.) para Calentamiento de Agua (Calefón; Calentador para canilla y ducha; Calentador a resistencia; Cocina).

Las medidas de ahorro energético en cocción deberían concentrarse en el reemplazo de equipos muy viejos y en planes de educación en el uso, como por ejemplo evitar que comida se deposite sobre los elementos que aportan la electricidad, en evitar que los utensilios no ocupen toda la superficie expuesta a la electricidad. evitar que la temperatura de los ambientes sea excesivamente alta; colocar burletes en las aberturas; en mejoras de la aislación, en el etiquetado evitar que la temperatura del agua sea excesiva y no dejar canillas con agua caliente corriendo sin usar, usar las bachas de los lavatorios con tapón para que no fluya el agua al lavarse o afeitarse, etc.

En el escenario Alternativo Urbano se estima un ahorro en el consumo de electricidad en cocción para los hogares usuarios en estos usos en el año 2030 del 16,20%.

En el escenario Alternativo Rural se estima un ahorro en el consumo de electricidad en cocción para los hogares usuarios en estos usos el año 2030 del 3,6%.

El Ahorro promedio en Cocción del Escenario Alternativo sería del 11,4%

En el escenario Tendencial Urbano se estima un ahorro en el consumo de electricidad en cocción para los hogares usuarios en estos usos en el año 2030 del 4,05%.

En el escenario Tendencial Rural se estima un ahorro en el consumo de electricidad en cocción para los hogares usuarios de estos usos en el año 2030 del 0,9%.

El Ahorro promedio en cocción para el Escenario Tendencial llegaría entonces en el año 2020 a 2,86%

En el escenario Alternativo Urbano se estima un ahorro en el consumo de electricidad en calentamiento de agua para los hogares usuarios en estos usos en el año 2030 del 19,6%.

En el escenario Alternativo Rural se estima un ahorro en el consumo de electricidad en calentamiento de agua para los hogares usuarios en estos usos el año 2030 del 5%.

El Ahorro promedio en Calentamiento de agua del Escenario Alternativo sería del 14,07%.

En el escenario Tendencial Urbano se estima un ahorro en el consumo de electricidad en calentamiento de agua para los hogares usuarios en estos usos en el año 2030 del 4,9%.

En el escenario Tendencial Rural se estima un ahorro en el consumo de electricidad en calentamiento de agua para los hogares usuarios de estos usos en el año 2030 del 1,25%.

El Ahorro promedio en calentamiento de agua para el Escenario Tendencial llegaría entonces en el año 2020 a 3,5%

G. Ahorro Energético de los Sectores Residencial Urbano y Residencial Rural para todas las Fuentes Energéticas

Se obtiene consolidando los correspondientes a los de los Usos Calóricos de la EE y los usos de los combustibles

RESIDENCIAL

ESCENARIO	AHORRO
Alternativo	21,44
Tendencial	9,91

4.4.3.3.2. Sector Comercial

i) Uso de Electricidad

En base a ESENER S. A. 2006 y POCH, 2010, se estimaron los coeficientes de ahorro energético entre el año Base y el año 2030 en la República de Paraguay.

En los usos calóricos (Cocción, Calentamiento de Agua y Calefacción) donde la electricidad compite con combustibles gaseosos, líquidos y sólidos en especial con la leña y , tal como se mencionara en el Residencial, dadas las características y disponibilidad de electricidad de origen hidráulico en el futuro debería registrarse una mayor penetración de la electricidad.

Los Usos calóricos de la Electricidad son Cocción, Calentamiento de Agua y Calefacción.

En *Cocción, Calentamiento de Agua y Calefacción* las medidas de ahorro energético deberían concentrarse en el reemplazo de equipos muy viejos y en planes de educación en el uso, como por ejemplo evitar que comida se deposite sobre los elementos que aportan la electricidad, en evitar que los utensilios no ocupen toda la superficie expuesta a la electricidad, en mejoras de la

aislación, en el etiquetado, en evitar que la temperatura del agua sea excesiva y procurando no dejar canillas con agua caliente corriendo sin usar, emplear las bachas de los lavatorios con tapón para que no fluya el agua al lavar, en regular la temperatura de los ambientes para que no sea excesivamente alta; colocar burletes en las aberturas y esencialmente en el uso de las Calderas de Condensación.

En los usos calóricos y Cautivos de la electricidad las medidas de ahorro son similares a las enunciadas para el Sector Residencial Urbano.

Los usos cautivos de electricidad presentan un elevado potencial de ahorro.

Las medidas de ahorro abarcan tanto medidas técnicas como de educación de los usuarios, e incluyen medidas operativas con nula o muy poca inversión; inversiones en los edificios existentes y en la compra de equipos más eficientes y en la construcción de nuevos edificios.

Así en los *Acondicionadores de aire*: apagarlos fuera de los horarios de trabajo; ajustar los termostatos; limpiar los filtros, etc.

Así en *Iluminación*: apagar las lámparas que no se usen; aprovechar al máximo la iluminación natural; colocar reguladores de intensidad lumínica, limpiar los focos, emplear colores claros, emplear luminarias de mayor eficiencia lumínica y menor consumo.

En los *equipos de oficina*: desconectar los que no se usan, colocar administradores de energía, etc.

En *Alumbrado Público* ir reemplazando las lámparas de mezclado por las de mercurio y a estas por las de sodio.

En *Refrigeración de Alimentos*, las medidas esenciales consisten en el etiquetado para la compra de equipos nuevos y en obtener una ganancia de calor aumentando la aislación térmica mediante el uso de mejores aislantes y con mayor espesor en las paredes y puertas así como mejores sellos para reducir la filtración de aire. Estas medidas son las de más fácil ejecución.

Otras exigen mayores inversiones como el diseño del sistema de refrigeración, esto es el ciclo termodinámico, el rendimiento de los motores, compresores y otros equipos electromecánicos.

ii) El Potencial de Ahorro de los Combustibles

Las medidas son similares a las indicadas para el Sector Residencial Urbano y se estiman para la Leña, el Carbón Vegetal; el GL; el GN (sólo en el Escenario Alternativo y a partir del año 2020) y Solar.

iii) Ahorro Energético Consolidado del los Sector COMERCIAL

La conjunción de todas las medidas tomadas en los distintos usos y Fuentes Energéticas permitirá obtener los siguientes Ahorros Energéticos en el año 2030 respecto del año Base:

ESCENARIO	AHORRO
Alternativo	20,91
Tendencial	14,90

4.4.3.3.3. Sector Público y Otros

Este sector esta abastecido por dos fuentes en el año base, la Electricidad y la Leña y se supone que en el Escenario Alternativo se incorpore a partir del año 2020 el Gas Natural

El cálculo de los Ahorros para ambos escenarios es similar al descrito para el Sector Comercial

a) Ahorro Energético Consolidado del Sector Público y Otros

La conjunción de todas las medidas tomadas en los distintos usos y Fuentes Energéticas permitirá obtener los siguientes Ahorros Energéticos en el año 2030 respecto del año Base:

ESCENARIO	AHORRO
Alternativo	17,99
Tendencial	10,73

4.4.3.3.4. Sector Industrial

Incluye la Rama Cemento y Resto de Industrias

En consecuencia predominan los usos calóricos, fundamentalmente las calderas y los hornos.

Los Ahorros Energéticos

i) *Medidas de ahorro para todo el Sector*

Generación de vapor:

Se consideró como rendimiento óptimo el rendimiento de una caldera de vapor en muy buenas condiciones de funcionamiento: 87%, pues este valor es realmente alcanzable, aunque existen casos en que se informaron rendimientos de 90%, pero son excepcionales.¹⁶

Otras calderas:

Se distinguen las calderas de agua caliente y las calderas de fluido térmico; los rendimientos óptimos que se consideraron son 90% y 85%, respectivamente, correspondientes al rendimiento de calderas de cada tipo en buenas condiciones de funcionamiento.¹⁷

Para las calderas eléctricas, dado que su rendimiento se estimó en 90%, no se consideró potencial de ahorro.

Calor Directo:

Este uso energético está cubierto por hornos. La variedad de hornos existentes es muy grande; por tal motivo, se optó por un criterio general para estimar un rendimiento óptimo.

Teniendo en cuenta que pueden haber hornos con una eficiencia tan baja como 20%, tales hornos tienen un gran potencial de ahorro y estimamos que la eficiencia óptima puede ser 50%; en el otro extremo hay hornos con una buena eficiencia, 75%, en tal caso, su potencial de ahorro es mucho menor y en este caso se considera que la eficiencia óptima puede ser 80%.¹⁸

¹⁶ Fuente: Experiencia PRIEN.

¹⁷ Fuente: Experiencia PRIEN.

¹⁸ Fuente: Estimación PRIEN.

La diferencia de rendimientos en este uso depende de si se trata de hornos eléctricos (sin pérdidas asociadas a la combustión) u hornos a combustibles, sistemas de alimentación de la carga del horno y su descarga, aislamiento de muros, etc. Conviene señalar que parte importante de las pérdidas se producen por la chimenea, por exceso de aire y temperatura de los gases.

Iluminación:

Se usó como rendimiento óptimo, el rendimiento de la lámpara más eficiente típicamente usada en oficinas, sectores de producción y exteriores, respectivamente:

- En oficinas 25% (fluorescente)
- En sectores productivos 25% (haluro metálico)
- En exteriores 30% (sodio alta presión)

Los valores de los rendimientos de las lámparas fluorescentes, haluro metálico y sodio de alta presión, usados para estimar el rendimiento óptimo de cada sector (oficinas, producción y exteriores), son los mismos que se usaron en la estimación de rendimientos para cálculo de la Energía Útil.

Fuerza Motriz:

En el caso de motores eléctricos, el rendimiento óptimo se obtiene a partir de los rendimientos según la NORMA IEC para motores eficientes EFF1, definida en función de la potencia del motor en HP o kW.¹⁹

El potencial de ahorro que surge de la incorporación de variadores de frecuencia en motores que accionan equipos de flujo variable, como bombas, ventiladores, corras transportadoras, etc. se estimó en menos de un 2% del consumo en Fuerza Motriz Eléctrica.

Se evalúa el recambio de motores eléctricos existentes (Standard) por otros de mejor tecnología.

A los motores eficientes, donde es posible, se les incorpora un variador de electricidad.

El ahorro en el consumo de electricidad, por este cambio de motores se estimó en un 33% (POCH, 2010, página 77).

El ahorro por uso de variadores de velocidad es del 35% en ventiladores y del 15% para compresores, correas y ventiladores (PRIEN, 2006).

Se considera que el 80% del Parque de motores actual corresponde al tipo Standard.

Se pueden instalar variadores de velocidad en el 60% de las bombas, correas y ventiladores nuevos y en el 30% de los ventiladores nuevos.

Frío de proceso:

El rendimiento óptimo en este caso es una mezcla de reemplazar el motor eléctrico respectivo por uno eficiente y reemplazar el compresor por uno del mismo tipo pero de máxima eficiencia. Para la eficiencia óptima del motor eléctrico, su rendimiento óptimo se estima de la misma manera que para Fuerza Motriz Eléctrica estimándose en un 75%.

Electroquímicos:

En el caso de los procesos Electroquímicos, se estimó un rendimiento óptimo de 50%, considerando el rendimiento estándar estimado fue de 40%.²⁰ Se consideró un potencial de

¹⁹ Fuente: Norma IEC para motores eficientes EFF1.

ahorro en este uso, a pesar de representar un pequeño consumo en el Sector Industrial, porque en aquellos establecimientos que tienen procesos electroquímicos, el consumo asociado es importante.

Usos No productivos:

En este Uso no se consideró posibilidades de ahorro de energía, por lo marginal de su consumo de Energía Neta en el Sector Industrial

ii) Medidas de Ahorro Energético adicionales en la Industria del Cemento

Industria del Cemento

La producción del clinker es el proceso de mayor demanda energética (90%) dentro de la obtención del cemento.

Se supone la instalación de equipos (molinos, prensas y clasificadores de alta eficiencia), que mejoran el proceso de preparación de las materias primas previo al ingreso al horno de cemento así como el proceso de molienda final del clinker. Estas medidas producirían un ahorro del 19% en el consumo de electricidad (POCH, 2010, página 73).

iii) Ahorro Energético Consolidado del Sector Industrial

La conjunción de todas las medidas tomadas en los distintos usos y Fuentes Energéticas permitirá obtener los siguientes Ahorros Energéticos en el año 2030 respecto del año Base:

RAMA	ALTERNATIVO	TENDENCIAL
Cemento	14,87	5,81
Resto de Industrias	13,05	7,77

4.4.3.3.5. Sector Transporte

Se consideraron los siguientes cuatro modos de Transporte:

- Carretero:
- Fluvial:
- FFCC:
- Aéreo:

i) Transporte Carretero

Está compuesto por medios de transporte accionados con motores OTTO, a gasolina; Alcohol Carburante y GNV y/o a Diesel, accionados a Diesel y Biodiesel

Lo tipos de vehículos y el combustible que utilizan se indica a continuación

²⁰ Fuente: Estimación PRIEN.

Tipo de Vehículo	Combustible
Automóvil	GM, DO, GLP, Fuel Flex
Camioneta	GM, DO
Motocicleta	GM
Omnibus	DO
Camiones	DO
Maquinaria y Varios	DO

Las medidas de URE se aplicaran a los consumos específicos de cada tipo de vehículo según el tipo de motor que los accione, expresado en consumo por kilómetro recorrido.

Las Pautas en cuanto a los consumos específicos provienen de la siguiente fuente bibliográfica: Energy Technology Perspectivas: AIE 2008, Paris, Francia.

En cuanto a los Rendimientos de los distintos tipos de medios se mantienen similares a los del año base ya que los empleados en dicho año no son resultado de mediciones específicas sino de los respectivos ciclos termodinámicos a la salida de los motores.

Las Pautas Establecidas entendidas como Intensidades Energéticas se indican a continuación:

Consumos específicos

	Año Base	Tendencial	Alternativo
GASOLINA	2008	2030	2030
	lt/100km	lt/100km	lt/100km
Automóvil	10,3	9,8	8,4
Camioneta	11,9	11,3	9,8
Motocicleta	2,4	2,3	2,0

	Año Base	Tendencial	Alternativo
DIESEL OIL	2008	2030	2030
	lt/100km	lt/100km	lt/100km
Automóvil	9,0	8,7	7,7
Camioneta	10,5	10,1	8,9
Omnibus	26,0	25,2	22,1
Camiones	30,0	29,1	25,5
Maquinaria y Varios	22,0	21,3	18,7

Como el periodo de proyección es hasta el año 2030 no se contempla la presencia del coche a hidrógeno y para el Alcohol Carburante se utilizan las intensidades correspondientes a los vehículos con motor a Gasolina y para el Biodiesel las indicadas para el Diesel.

ii) Transporte Fluvial

Se estima que el consumo del transporte Fluvial se efectiviza en Buques Medianos y Barcazas que consumen esencialmente DO y en un furo mezclado con biodiesel.

Es decir los combustibles se utilizan en la propulsión de las embarcaciones.

Los ahorros y eficiencias energéticas utilizadas surgieron de la siguiente fuente bibliográfica:

- “Eficiencia Energética Plantas Propulsoras” de Luis Gómez Gande, Sevilla 30 de octubre 200

Ahorro Energético Consolidado del Transporte Fluvial

Las medidas tomadas en los sistemas de propulsión y Diesel Oil permite obtener los siguientes Ahorros Energéticos en el año 2030 respecto del año Base

ESCENARIO	AHORRO Año 2030
Alternativo	11,25%
Tendencial	6,25%

iii) Transporte por Ferrocarril

Se supone que partir del año 2020 y en el Escenario Alternativo funcionen trenes suburbanos y troles urbanos accionados por Electricidad

Las medidas a aplicar implican modificaciones en los medios de tracción, en las vías y en la logística de transporte.

En base a la siguiente referencia bibliográfica se estimaron las eficiencias y Ahorros Energéticos al año 2030,

- “Impacto Ambiental y Eficiencia energética en el Transporte de Cercanías de RENFE operador”, RENFE, España 27 de junio 2008.

Ahorro Energético Consolidado del Transporte Ferroviario

Las medidas tomadas tanto en el Transporte ferroviario suburbano como en los troles permite obtener los siguientes Ahorros Energéticos en el año 2030 respecto del año Base:

ESCENARIO	AHORROS ENERGETICOS
Alternativo	4%

iv) El Transporte Aéreo

Se analizaron los Aviones a Reacción que consumen KJ (Kerosene Jet) ya que no se registra consumo de gasolina de aviación.

La información para deducir los ahorros energéticos se obtuvo de la fuente siguiente

Para los aviones a reacción de: "Energy Technoloy Status and out loock"

Las medidas tomadas en el sistema de propulsión permiten obtener los siguientes Ahorros Energéticos en el año 2030 respecto del año Base:

ESCENARIO	AHORROS ENERGETICOS
Alternativo	18%
Tendencial	12,60%

4.4.3.3.6 Consumo Propio

Para determinar los Ahorros Energéticos se usan las estructuras por uso y las eficiencias consideradas para el Resto de Industrias

La conjunción de todas las medidas tomadas para todas las fuentes y usos permite obtener los siguientes Ahorros Energéticos en el año 2030 respecto del año Base

ESCENARIO	AHORROS ENERGETICOS
Alternativo	21,28%
Tendencial	17,39%

4.4.4. Las Políticas referentes a la Estructura Relativa de Precios y Tarifas de Energéticos

Los precios constituyen uno de los factores que inciden sobre la demanda de energía y, en particular, sobre los procesos de sustitución entre fuentes.

En el caso de la demanda residencial, los precios de la energía (y de los artefactos e instalaciones de utilización) pueden influir sobre el acceso a ciertas fuentes (electricidad, gas licuado, etc.) por parte de las familias de menores recursos o sobre la posibilidad de utilizarlas en ciertos usos básicos.

En las actividades productivas, particularmente en las que son energointensivas, los precios relativos pueden incidir sobre la elección de las tecnologías productivas y los niveles absolutos sobre el grado de competitividad de tales actividades.

Todos estos efectos de la estructura de precios (niveles y estructura de la demanda y el consumo, equidad distributiva, promoción de actividades productivas energointensivas y su distribución espacial) están íntimamente ligados con los objetivos que se propone una política de precios.

En consecuencia las Políticas referentes a la Estructura Relativa de precios y de Tarifas Finales de los Energéticos, para ambos escenarios, debe estar vinculada con los procesos de sustitución entre energéticos en cada uno de los Sectores. Esto supone que para conseguir los procesos de sustitución entre energéticos, postulada en la estimación de la demanda, la relación entre los precios y tarifas de esos energéticos (expresados en una unidad calórica común, la Kilocaloría calculada sobre los Poderes Caloríficos Inferiores) para los usuarios finales debe ser coherente con dichas sustituciones.

Los precios y tarifas finales implican que los mismos deben incluir los diferentes impuestos y subsidios, además de los precios a la empresa energética.

Es decir que las distancias relativas entre los precios y tarifas finales de un energético que penetra, respecto de otro que es sustituido, por lo general, serán mayores en el escenario Alternativo que en el escenario Tendencial, porque en el escenario Alternativo esas penetraciones serán mayores que en el escenario Tendencial.

El caso de la Leña es especial pues una parte de ella se compra y otra es apropiada por los mismos consumidores de las boscosas

Las relaciones de precios del Leña y Carbón Vegetal deben ser coherentes con sus costos de producción, transporte y comercialización

En el caso del Alcohol Carburante y del Biodiesel los precios deberán estar incluidos en los de las Gasolinas y Diesel con los que estén mezclados.

No se deberían tener en cuenta el de los combustibles que se autoconsumen como por ejemplo los Residuos de Biomasa; los Otros Energéticos, ni los correspondientes a los No Energéticos y al combustible para aviones a reacción porque son de uso específico y no sustituible.

Por supuesto las energías solar y eólica no tienen “precio”.

El cálculo detallado de los precios y tarifas exige el conocimiento de la cadena de costos de cada energético que a su vez requiere la proyección de la oferta de los mismos y esta tarea no está prevista en esta etapa del estudio.

4.4.5. El Sistema de Abastecimiento

4.4.5.1. Escenario Tendencial

i) Petróleo y Derivados

En este Escenario se supone que debido a la falta de interés de los inversores en realizar inversiones de riesgo en este sector, no se incorporan reservas de petróleo bajo el período en análisis.

La refinería de Villa Elisa, cuya capacidad nominal es de 7,500 bbl/día, continuará sin operar durante todo el período.

Paraguay continúa siendo un país importador de derivados.

ii) Gas Natural

Los recursos de Gas Natural nacional identificadas en el Chaco Paraguayo, seguirán si ser explotadas por no ser de carácter comercial. Se supone que no se implementa ninguno de los potenciales proyectos de importación de gas natural a lo largo del período.

iii) Electricidad

Se describen conjuntamente las hipótesis de ambos Escenarios.

1. Servicio Público

Para el Servicio Público, la expansión del equipamiento eléctrico seguirá los lineamientos establecidos en el Plan maestro de ANDE, que establece incorporaciones hasta el 2018. Los años de ingreso de las centrales propuestas no serán necesariamente respetados, ya que la demanda que surja del estudio de prospectiva de oferta y demanda exploratoria podrá no coincidir con aquella usada para determinar los ingresos de nuevos equipos de generación²¹.

²¹ Por ejemplo si se propone la realización del proyecto Río Tinto en el escenario alternativo y/o la maximización de la penetración de la EE en todos los sectores, aún en usos calóricos, transporte, etc. y/o la mejora del acceso a la electricidad por parte de sectores marginales.

Los escenarios Tendencial y Alternativo se diferenciarán por la utilización diferenciada de recursos y tecnologías:

En el escenario Tendencial las incorporaciones estarán basadas principalmente en centrales hidroeléctricas y respaldo térmico a diesel oil

En el escenario Alternativo se dará lugar a tecnologías de generación limpias, conservando la fuerte participación hidroeléctrica, de otras energías renovables de menor porte, que podrían llegar a alcanzar a ofrecer al sistema, algunos MW. También se estima para este escenario la expansión de la generación en base a gas natural ya que se esperaría en este escenario la incorporación de este energético.

La posibilidad de incorporación de centrales quemando biocombustibles será discutida con el comitente en el marco del estudio de su ciclo de vida.

El escenario Alternativo contará con la incorporación de la central Corpus, proponiéndola para principios de la década de 2020, tal como se menciona en el Plan Maestro de ANDE.

El escenario Alternativo propone en los sectores de consumo una fuerte penetración de la electricidad sustituyendo combustibles líquidos y leña. En términos de abastecimiento, esta decisión no impactará significativamente en las necesidades de potencia instalada aunque si determinará paulatinamente una situación distinta en cuanto al saldo eléctrico exportable. Este escenario tendrá un impacto importante en lo que respecta a la infraestructura de transmisión y distribución, aspecto no abordado en el estudio. Se supondrá que la infraestructura crecerá a medida de las necesidades, por lo cual se asume en primera instancia la concreción del anillo de 500 kV entre Itaipú, Ayolas por la margen derecha y Villa Hayes, así como la unión en 500 kV entre Ayolas y Carayao.

La incorporación de Corpus en el escenario Alternativo ayudará a mantener el importante saldo exportador de energía eléctrica, contribuyendo al ingreso de divisas necesario para financiar las obras de transmisión y distribución.

Todas estas decisiones implicarán la aplicación de criterios diferenciados para la definición de la reserva del sistema y configuración del *mix* futuro del parque generador.

El abastecimiento de las Zonas No Interconectadas será incluido en el total de la oferta de Servicio Público, aunque se analizarán las posibles alternativas de abastecimiento en forma independiente.

En lo referente a los intercambios regionales, se continuará con la tendencia exportadora de energía eléctrica, la que se verá incrementada en el escenario Alternativo en el que se considerarán proyectos binacionales pendientes en la agenda regional, como por ejemplo Corpus, o Aña Cuá. Sobre todo en este escenario se espera establecer la red de 500kV en forma gradual, lo que permitirá aumentar la capacidad de utilización de la energía disponible y constituirá un fortalecimiento de la integración regional.

Para cada escenario se realizaran diferentes hipótesis para la probable evolución de los niveles de pérdidas, así como del factor de carga de la demanda. En ambos escenarios, se espera que las inversiones en transmisión y distribución acompañen el crecimiento de la demanda como de las diferentes opciones de oferta de generación.

2. Autoproducción

La autoproducción de electricidad será incorporada en ambos escenarios, aunque con diferentes hipótesis asociadas a la incorporación de nuevos proyectos productivos (planta de aluminio de Río

Tinto), la mayor utilización de los residuos productivos (bagazo, cáscara de arroz, aserraderos), así como de otros recursos disponibles para generar (por ej.: Gas Natural) marcan una diferencia posible a implementar en el escenario Alternativo.

iv) Fuentes Renovables

Hipótesis biocombustibles y demás fuentes renovables

Tendencial: La penetración del Biodiesel crece lentamente hasta alcanzar un B7 en promedio en el año 2030 (B5 al 2015). No se registran exportaciones ni importaciones. En relación al bioetanol, se plantea un E39 en promedio al año 2030 y no hay exportaciones ni importaciones.

Penetración estimada de los biocombustibles en el mercado local (valores preliminares)

Paraguay	Etanol		Biodiesel	
Tendencial	%vol	%energía	%vol	%energía
2010	24%	18.0%	0%	0.0%
2015			5%	4.8%
2030	39%	30.8%	7%	6.7%

Hipótesis renovables para demanda final. Año 2030 (valores preliminares)

Sector	Fuente	Solar (usos térmicos)	Leña	CV	Biodiesel	Bioetanol	Biogas	Bagazo	Otras biomásas
Residencial y Comercial		9 ktep	-19 ktep						
Público y otros		3 ktep							
Industria			-5%		B7		7 ktep	500 ktep	600 ktep?
Transporte					B7	E39			

(Nota: el bagazo se usa casi exclusivamente en las destilerías para cogeneración)

4.4.5.2. Escenario Alternativo

i) Petróleo y Derivados

En este Escenario se supone que se activan las inversiones para la exploración de hidrocarburos, sin embargo no se considera la posible incorporación de reservas comerciales en el período bajo análisis.

Por otra parte, se supone en el presente escenario, que la refinería de Villa Elisa es reacondicionada para incrementar su capacidad de refinación, adaptándola para que utilice crudos venezolanos, o se construye una nueva. Se estima que la modernización de Villa Elisa o la nueva refinería, podría estar concluida en el año 2020 y una vez en funcionamiento estaría en condiciones de procesar el crudo requerido para satisfacer la demanda de derivados del 2030.

Paraguay producirá localmente parte de los derivados requeridos por el mercado interno y el resto continuará siendo importado. El crudo a procesar será todo importado.

ii) Gas Natural

En este escenario se supone que en el 2020 habrá disponibilidad de gas natural en Paraguay. Las posibles fuentes de aprovisionamiento sería la alternativa al URUPABOL (GNL en barcazas

desde Bolivia), un ramal desde el gasoducto GNEA desde Formosa (Argentina), el gasoducto de Transchacho u otra alternativa de abastecimiento.

iii) Fuentes Renovables

Alternativo: La penetración del Biodiesel crece hasta alcanzar un B10 en promedio en el año 2030 (B5 en el 2015). En relación al bioetanol, se plantea un E46 en promedio al año 2030 y exportaciones que comienzan en el año 2016 y alcanzan un volumen de 200,000m³ en el año 2030.

Penetración estimada de los biocombustibles en el mercado local (valores preliminares)

Paraguay	Etanol		Biodiesel	
	%vol	%energía	%vol	%energía
2010	24%	18.0%	0%	0.0%
2015			5%	4.8%
2030	46%	37.2%	10%	9.6%

Hipótesis renovables para demanda final. Año 2030 (valores preliminares)

Sector	Fuente	Solar (usos térmicos)	Leña	CV	Biodiesel	Bioetanol	Biogas	Bagazo	Otras biomásas	Eólica (fuerza motriz)
Residencial Comercial	y	3 ktep	-52 ktep							
Público y otros		1 ktep								
Industria			-10%	-5%	B10		36 ktep	900 ktep	600 ktep?	2 ktep
Transporte					B10	E46				

(Nota: el bagazo se usa casi exclusivamente en las destilerías para cogeneración)

4.4.6. Los Sistemas Institucionales

No se suponen modificaciones respecto de la estructura Institucional vigente en el Sector, salvo la creación de un Ministerio de Energía, reafirmando la importancia de las empresas del Estado existentes y la intensificación de la labor de los Organismos de Planificación y Regulación Energética.

5. Proyecciones de la Demanda y Abastecimiento Energético 2008-2030

5.1. Proyecciones de la Demanda de Energía

El consumo neto total²² de energía estimado para el Escenario Tendencial, a partir de la aplicación del Modelo LEAP²³ para Paraguay, se ubicará en 7,669 KTep en el año 2030, mientras que en el 2008 se ubicaba en 3,896 KTep. Esto implica una tasa promedio anual de crecimiento del 3.1%; mientras que en el Escenario Alternativo, el crecimiento del consumo de energía será menor debido a las medidas de eficiencia energética y sustitución consideradas, llegando en el 2030 a 6,996 KTep, o sea a una tasa promedio anual del 2.7%. El ahorro al 2030 entre escenarios se ubica en el 9%.

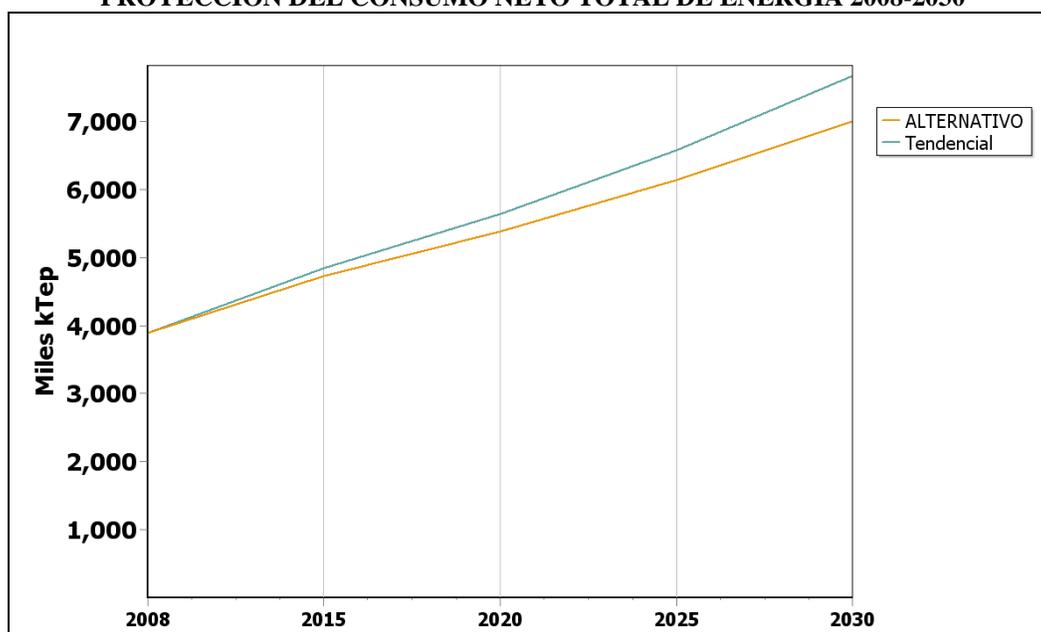
Considerando que la evolución del PIB tendrá un crecimiento promedio anual del 4.1%, las elasticidades del consumo de energía respecto al PIB dan valores de 0.76 y 0.66 para los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.

En el cuadro 5.1.1 se presentan los resultados de las proyecciones del consumo de energía por cada sector socioeconómico que comprende el consumo final, incorporando también el consumo No Energético y el Consumo Propio. De los sectores del consumo final, el de mayor crecimiento en el Escenario Tendencial y Alternativo será el Industrial, dado que es el sector de mayor dinamismo en el escenario Socioeconómico.

²² Consumo Neto Total = Consumo Final + Consumo Propio.

²³ En el Anexo 2 se detalla la estructura arborescente diseñada en LEAP para el presente estudio.

GRÁFICO 5.1.1
PROYECCIÓN DEL CONSUMO NETO TOTAL DE ENERGÍA 2008-2030



Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO 5.1.1
PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR SECTORES 2008-2030
(Miles kTep)

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial 10 ³ Tep	Tasa %a.a.	Alternativo 10 ³ Tep	Tasa %a.a.	Tendencial %	Alternativo %
Residencial	765	19.6%	975	1.1%	861	0.5%	12.7%	12.3%
Comercial	575	14.8%	1144	3.2%	1063	2.8%	14.9%	15.2%
Publico y Otros	75	1.9%	157	3.4%	144	3.0%	2.0%	2.1%
Industria	1254	32.2%	3002	4.0%	2827	3.8%	39.1%	40.4%
Consumo propio	24	0.6%	51	3.6%	51	3.6%	0.7%	0.7%
Transporte	1164	29.9%	2248	3.0%	1957	2.4%	29.3%	28.0%
No Energetico	39	1.0%	93	4.1%	93	4.1%	1.2%	1.3%
Total	3896	100.0%	7669	3.1%	6997	2.7%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

En el cuadro anterior se muestran las proyecciones del consumo por fuentes para ambos escenarios y las diferencias entre ellos. Los mayores incrementos en la demanda de las principales fuentes energéticas dentro del Escenario Tendencial se verifican en el caso del Bioetanol (8.9% a.a.), Kerosene Aviación (7.6% a.a.), Residuos Vegetales (4.9% a.a.) y Electricidad (4.1% a.a.). Por su parte, la Leña y la Gasolina Motor presentan incrementos relativamente bajos (1.7% a.a. y 1.3% a.a.), a consecuencia de un proceso de sustitución de estas fuentes.

**CUADRO 5.1.2
CONSUMOS POR FUENTE**

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Biodiesel	0	0.0%	108.8	N/D	135.2	N/D	1.4%	1.9%
Biogas	0	0.0%	14	N/D	56	N/D	0.2%	0.8%
Carbon Vegetal	206	5.3%	285	1.5%	182	-0.6%	3.7%	2.6%
Diesel	896	23.0%	1547	2.5%	1303	1.7%	20.2%	18.6%
Electricidad	538	13.8%	1290	4.1%	1515	4.8%	16.8%	21.7%
Bioetanol	29	0.7%	187	8.9%	214	9.5%	2.4%	3.1%
Fuel Oil	30	0.8%	73	4.1%	69	3.8%	1.0%	1.0%
GLP	89	2.3%	175	3.1%	125	1.6%	2.3%	1.8%
Gas Natural	0	0.0%	0	N/D	279	N/D	0.0%	4.0%
Gasolina motor	206	5.3%	271	1.3%	183	-0.5%	3.5%	2.6%
Kerosene	2	0.0%	2	1.7%	2	0.3%	0.0%	0.0%
Kerosene aviacion	20	0.5%	100	7.6%	93	7.3%	1.3%	1.3%
Leña y biomasa	1266	32.5%	1849	1.7%	1157	-0.4%	24.1%	16.5%
No energetico	39	1.0%	93	4.1%	93	4.1%	1.2%	1.3%
Residuos Vegetales	576	14.8%	1657	4.9%	1517	4.5%	21.6%	21.7%
Solar	0	0.0%	19	N/D	67	N/D	0.2%	1.0%
Eólica	0	0.0%	0	N/D	5	N/D	0.0%	0.1%
Total	3896	100.0%	7669	3.1%	6996	2.7%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

En el caso del Alternativo, sigue siendo el Bioetanol y la Electricidad las fuentes más dinámicas con tasas del 9.5% a.a. y 4.8% a.a., respectivamente. Por su parte las sustitución de Leña y biomasa, es mayor en este escenario.

Agrupando los energéticos en: Derivados de Petróleo, Gas Natural, Electricidad, Biomasa y otros, se aprecia que tanto en el Escenario Tendencial como en el Alternativo, habrá una menor dependencia de los derivados de petróleo, (3.4 puntos porcentuales menos en el 2030 con respecto al 2008 en el Tendencial y 6.2 puntos en el Alternativo). Por su parte se observa un aumento en la participación del Gas Natural y la Electricidad en el Alternativo. Este cambio estructural en el consumo final de energía, tendrá sus impactos en las emisiones de gases de efecto invernadero, como se verá más adelante.

Cabe destacar que la Biomasa incluye Leña, Carbón de Leña (ambos energéticos disminuyen) y el Biodiesel.

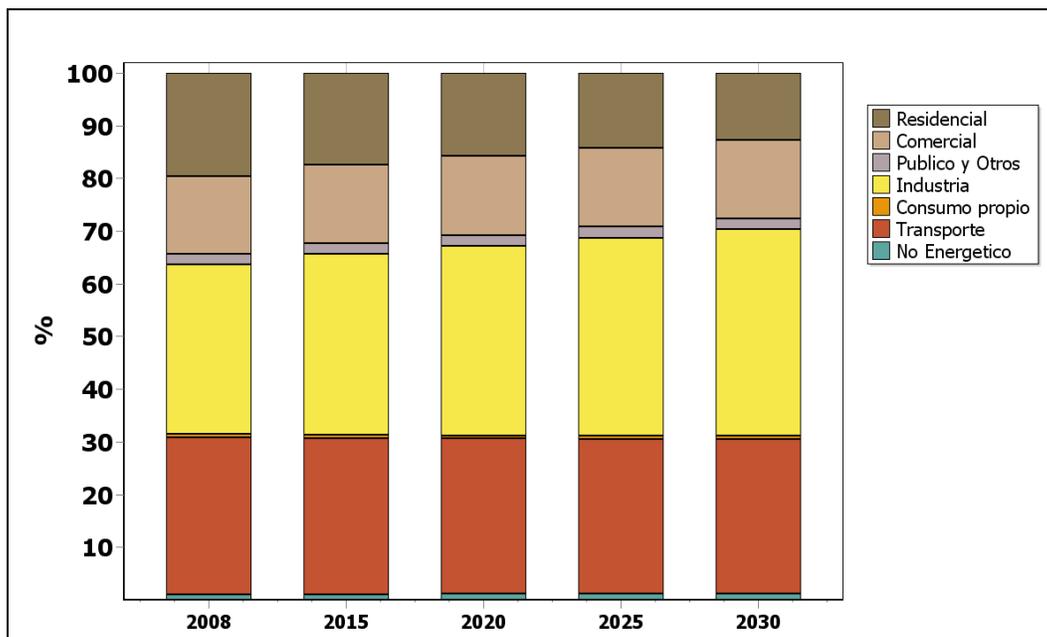
**CUADRO 5.1.3
CONSUMOS POR FUENTES ENERGÉTICAS AGRUPADAS**

	2008	2030	
	%	Tendencial	Alternativo
		%	%
Derivados de Petróleo	32.9	29.5	26.7
Gas Natural	0.0	0.0	4.0
Bioetanol	0.7	2.4	3.1
Electricidad	13.8	16.8	21.7
Biomasa	52.6	51.0	43.6
Otros	0.0	0.2	1.0
TOTAL	100	100	100

Fuente: resultados del modelo LEAP.

Por último se presenta en el gráfico 5.1.2 la evolución del consumo de energía por sectores y el peso relativo de estos en cada escenario.

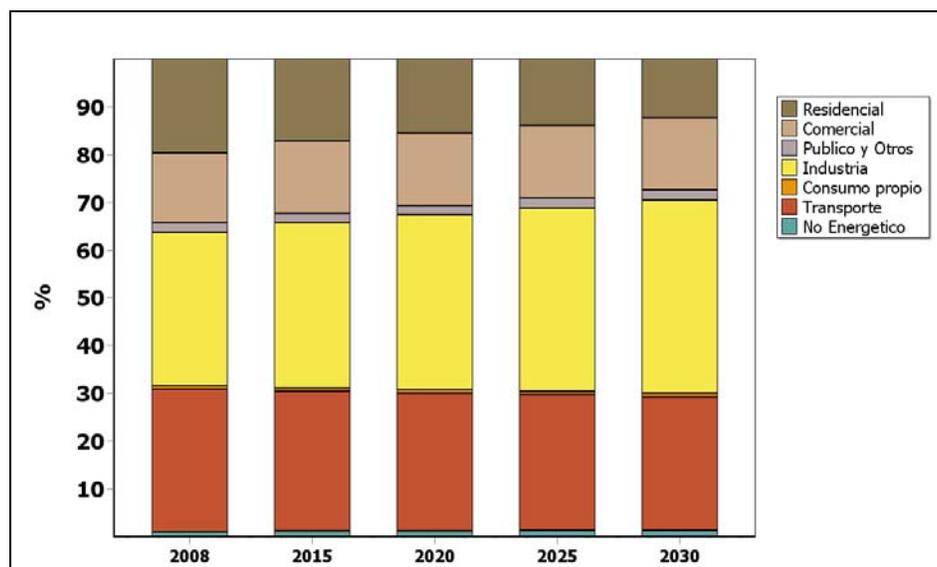
GRÁFICO 5.1.2
ESTRUCTURA DE LA DEMANDA POR SECTOR Y SUBSECTORES 2008-2030
Escenario Tendencial



Fuente: resultados del modelo LEAP.

Aquí se aprecia que la Industria y el Comercial y Público, serán los sectores de consumo más dinámicos dentro de ambos escenarios, a consecuencia principalmente de las hipótesis de crecimiento subyacentes de dichos sectores. El resto de la estructura se mantiene prácticamente en sus porcentajes históricos, salvo el Residencial que disminuye su participación debido al proceso de sustitución de Biomásas por otras fuentes energéticas (principalmente Gas Natural y Electricidad).

GRÁFICO 5.1.3
ESTRUCTURA DE LA DEMANDA POR SECTOR Y SUBSECTORES 2008-2030
Escenario Alternativo



Fuente: resultados del modelo LEAP.

A continuación se presenta el análisis de los resultados de los principales sectores de consumos: Residencial, Comercial y Público, Industria y Transporte, los que en conjunto representan alrededor del 97% de la demanda final de energía. Los resultados de los demás sectores se incluyen en el Anexo 4.

5.1.1. Proyecciones de la Demanda del Residencial

El peso de la demanda de energía del Residencial en el año 2008, sobre el total de la demanda nacional, ascendió al 19.6%, pasando al 12.7% en el Tendencial y al 12.3% en el Alternativo, al 2030.

La intensidad energética de los hogares disminuye en un 7.9% en el 2030, respecto de la observada en el año 2008 (Escenario Tendencial), mientras que en el caso del Alternativo ésta disminuye en un 18.6%. La mayor disminución en las intensidades energéticas del Alternativo, se debe a la mayor aplicación de medidas de eficiencia energética que presupone este escenario. Ver detalles en el inciso 4.4.3..

CUADRO 5.1.1.1
DEMANDA RESIDENCIAL

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Leña y biomasa	504	65.9%	564	0.5%	400	-1.0%	57.8%	46.4%
Carbon Vegetal	84	11.0%	87	0.2%	58	-1.6%	8.9%	6.8%
GLP	14	1.9%	18	1.0%	15	0.2%	1.8%	1.7%
Kerosene	1	0.1%	1	0.1%	1	-0.8%	0.1%	0.1%
Alcohol	1	0.1%	1	0.4%	0	-0.5%	0.1%	0.1%
Electricidad	161	21.1%	301	2.9%	357	3.7%	30.9%	41.4%
Gas Natural	0	0.0%	0	N/D	21	N/D	0.0%	2.5%
Solar	0	0.0%	4	N/D	9	N/D	0.4%	1.0%
Total	765	100.0%	975	1.1%	861	0.5%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

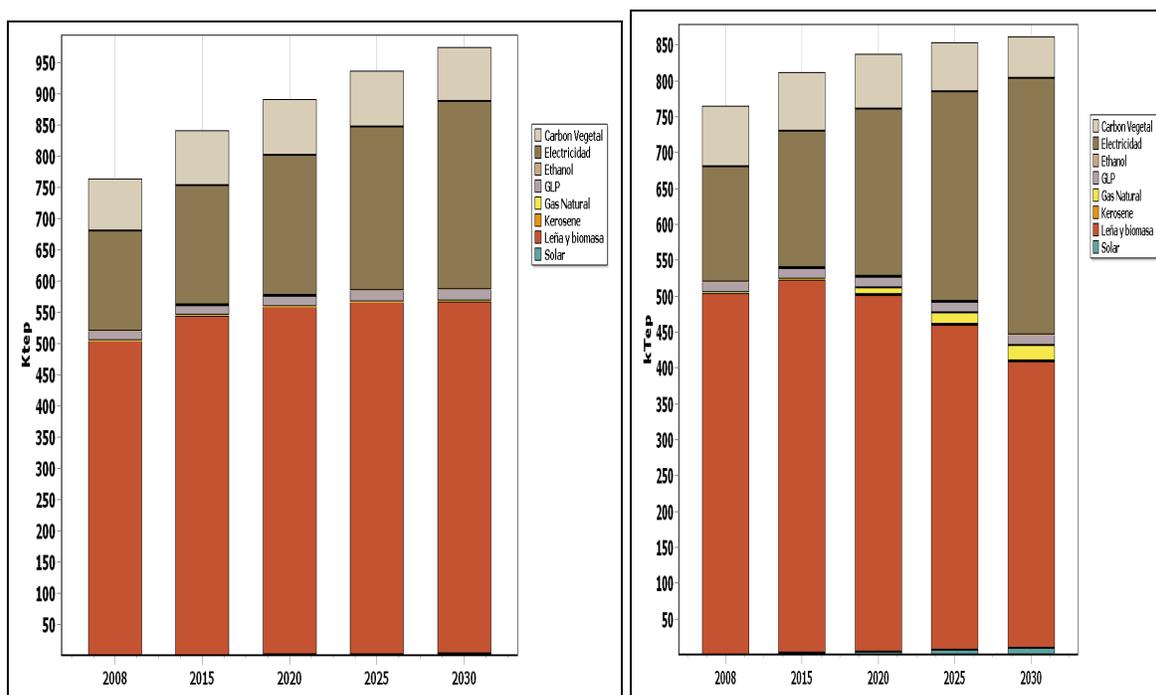
Por su parte, el sector Residencial tendrá un crecimiento del consumo de energía a tasas anuales del 1.1% en el Escenario Tendencial y del 0.5% en el Alternativo.

En cuanto al consumo por tipo de fuentes, se aprecia que en el año 2008 el 21.1% de la energía consumida en el Residencial correspondía a la Electricidad y el 65.9% a la Leña y Biomasa. En el 2030, y dentro del Tendencial, la Leña y Biomasa pierden participación relativa ubicándose en el 57.8%. En el caso del Alternativo la Leña y Biomasa participa en el 2030 con un 46.4%, debido a su reemplazo principalmente por Electricidad y Gas Natural.

Se observa en el Alternativo una penetración del Gas Natural en el Residencial, debido a la sustitución que prevé el escenario de este combustible en reemplazo del GLP y Leña. Más adelante se describe en un acápite específico la evolución de la demanda de Gas Natural por sector para el total país.

A continuación se presenta la evolución de la participación de las diferentes fuentes energéticas en el Residencial para ambos escenarios.

GRÁFICO 5.1.1.1
DEMANDA RESIDENCIAL POR FUENTE 2008-2030
Escenario Tendencial *Escenario Alternativo*



Fuente: resultados del modelo LEAP.

5.1.2. Proyecciones de la Demanda del Comercial

Este sector presentó una participación del 14.8%, sobre el total de la demanda nacional de energía en el año 2008, ascendiendo al 14.9% en el 2030 dentro del Escenario Tendencial y al 15.2% en el Alternativo.

**CUADRO 5.1.2.1
DEMANDA COMERCIAL**

	2008		2030					
	10 ^{^3} Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ^{^3} Tep	%a.a.	10 ^{^3} Tep	%a.a.	%	%
Carbon Vegetal	56	9.7%	96.5	2.5%	56	0.0%	8.4%	5.2%
Electricidad	149	26.0%	415	4.7%	620	6.7%	36.2%	58.3%
GLP	57	9.9%	116	3.3%	90	2.1%	10.2%	8.5%
Gas Natural	0.00	0.0%	0.00	N/D	24	N/D	0.0%	2.3%
Leña y biomasa	313	54.4%	503	2.2%	219	-1.6%	44.0%	20.6%
Solar	0	0.0%	13	N/D	54	N/D	1.2%	5.1%
Total	575	100.0%	1144	3.2%	1063	2.8%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

Por su parte, el sector Comercial presenta un crecimiento del consumo de energía a tasas del 3.2% anual en el Tendencial. En el Alternativo dicha tasa es del 2.8% a.a..

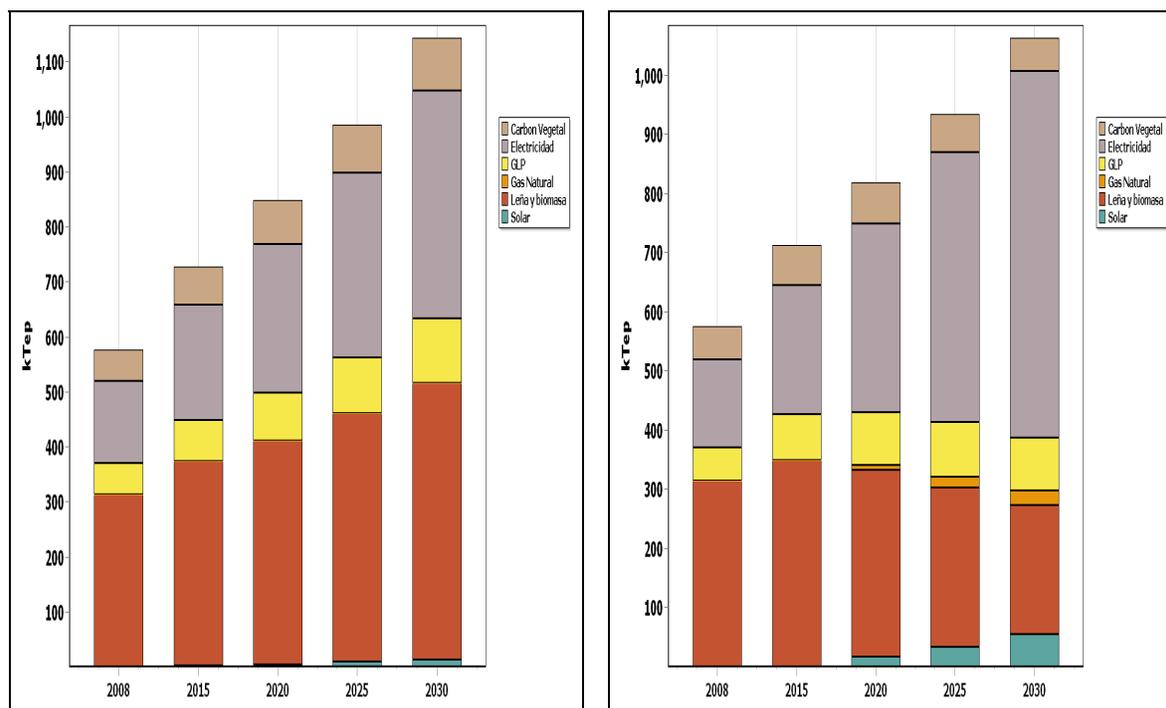
Con respecto a la intensidad energética, (expresada en KTep/unidad de VA del Comercial y Público), ésta disminuirá en ambos escenarios, debido a la aplicación de medidas de eficiencia energética. En el Tendencial ésta decrecerá un 15% y en el Alternativo un 20%, con respecto a los valores registrados en el 2008. Ver inciso 4.4.3..

En lo que se refiere al consumo por tipo de fuentes, se aprecia que en el 2008 el 54.4% de la energía consumida en el Comercial correspondía a la Leña y Biomasa, mientras que el 26% a la Electricidad. En el 2030, y dentro del Tendencial, la Electricidad pasará al 36% del mercado.

En el Alternativo la Electricidad incrementará su participación aún más, alcanzando el 58.3% en el 2008. En dicho escenario se prevé además la penetración del Gas Natural, energético que tomará el 2.3% del mercado.

En los siguientes dos gráficos se aprecia la evolución de la demanda por fuente en cada escenario.

GRÁFICO 5.1.2.1
DEMANDA COMERCIAL POR FUENTE 2008-2030
Escenario Tendencial *Escenario Alternativo*



Fuente: resultados del modelo LEAP.

5.1.3. Proyecciones de la Demanda del Industrial

Este sector representó sobre el total del consumo de energía durante el 2008, el 32.2%, siendo el sector más importante en lo que refiere al consumo energético. Debido al incremento esperado del valor agregado de este sector, la participación del consumo energético del Industrial en el 2030 será del 39.1% en el Tendencial y el 40.4% en el Alternativo. La demanda energética crecerá al 3.1% a.a. en el Tendencial y al 2.7% a.a. en el Alternativo.

El consumo del sector Industrial del año 2008 fue desagregado, considerando dos ramas industriales (Cemento y Resto de Industria). Por lo tanto, la prospectiva de la demanda del sector Industrial se efectuó teniendo en cuenta dicha apertura. A continuación se presenta en el siguiente cuadro la prospectiva del consumo por rama y el total Industrial.

CUADRO 5.1.3.1
DEMANDA INDUSTRIAL POR RAMA

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Cemento	29	2.3%	69	4.0%	76	4.5%	2.4%	2.5%
Resto Industrias	1225	97.7%	2759	3.8%	2926	4.0%	97.6%	97.5%
Total	1254	100.0%	2827	3.8%	3002	4.0%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

La rama más dinámica será el Cemento con el 4.0% a.a en el Tendencial y el 4.5% a.a. en el Alternativo. En cuanto a la intensidad energética de las diferentes ramas (expresada en KTep/unidad de valor agregado), se aprecia que a partir de la aplicación de medidas de eficiencia energética en todas las ramas, habrá una disminución de la intensidad energética. En el caso del Cemento la intensidad energética caerá en el 2030, respecto del valor registrado en el 2008, en un 5.8% en el Tendencial y en un 15% en el Alternativo. En el caso de Resto de Industrias será del 7.7% y del 13% en el Tendencial y Alternativo respectivamente.

En cuanto al consumo por tipo de fuentes, se aprecia que en el 2008 el 45.9% de la energía consumida en la Industria, correspondía a Residuos Vegetales, ésta participación se incrementa en ambos escenarios al 2030, generándose un aumento en la participación de dicho energético.

En el Alternativo, el Gas Natural penetra alcanzado el 7.7% del mercado en el año 2030.

CUADRO 5.1.3.2
DEMANDA INDUSTRIAL POR FUENTE

	2008		2030					
			Tendencial		Tasa		Alternativo	
	10 ³ Tep	%	10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Biogas	0	0.0%	13.7	N/D	55.8	N/D	0.46%	1.97%
Carbon Vegetal	67	5.3%	102	1.9%	69	-1.8%	3.4%	2.4%
Electricidad	132	10.5%	374	4.8%	371	0.0%	12.5%	13.1%
Alcohol	1	0.0%	0	N/D	0	N/D	0.0%	0.0%
Fuel Oil	30	2.4%	73	4.1%	54	2.7%	2.4%	1.9%
GLP	2	0.1%	3	2.7%	2	1.1%	0.1%	0.1%
Gas Natural	0	0.0%	0	N/D	217	N/D	0.0%	7.7%
Gasolina motor	1	0.1%	3	3.4%	2	1.8%	0.1%	0.1%
Kerosene	1	0.1%	1	3.3%	1	1.7%	0.0%	0.0%
Leña y biomasa	445	35.5%	776	2.6%	533	0.8%	25.8%	18.9%
Residuos Vegetales	576	45.9%	1657	4.9%	1517	4.5%	55.2%	53.7%
Eólica	0	0.0%	0	N/D	5	N/D	0.0%	0.2%
Total	1254	100.0%	3002	4.0%	2827	3.8%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

5.1.4. Proyecciones de la Demanda del Transporte

Este sector tuvo una participación del 30.0% sobre el consumo total de energía registrado en el año 2008. La información del consumo del sector Transporte se desagregó para el año 2008 entre los siguientes modos de locomoción: Caminero, Fluvial, Ferroviario y Aéreo.

El peso del Transporte en el 2030 en el Tendencial, se ubicará en el 29.3% y en el 28.0% en el Alternativo. La demanda en el Tendencial se incrementará al 3.1% a.a. y en el Alternativo al 2.7% a.a..

Cabe destacar que en el caso del Transporte Caminero, la proyección del consumo se basó en el método VKR, donde el consumo surge de multiplicar los siguientes parámetros: V = número de vehículos, por K = cantidad promedio de kilómetros recorridos por año, por R = consumo específico en KTep/km.

Por lo tanto, la expresión utilizada para la proyección del consumo del modo Caminero es la siguiente:

$$\text{Consumo en Energía Neta}_{C, m, M} = (V \times K \times R)_{m, M}$$

- C = Categoría: pasajero o carga
- m = Medio: Automóviles, Omnibus, Motocicletas, Camiones, etc.
- M = Tipo de motor: motor a gasolina, motor a diesel, motor a GNC (ó GNV)
- V = Parque o Número de vehículos con motor M, expresado en unidades
- K = Kilómetros recorridos al año
- R = Consumo específico, expresado en KTep/kilómetros

En virtud de haber utilizado esta metodología, se proyectó el parque²⁴ o número de vehículos, así como la estructura del tipo de motor en que se descompone dicho parque (a Gasolina, Diesel o GNC) y la evolución de la intensidad energética (expresada en KTep/vehículo). En el siguiente cuadro se presenta el detalle de la evolución del parque vehicular para el período 2008-2030.

²⁴ En el Anexo 4 se detalla el modelo del tipo Cross Section que fue utilizado para la estimación del parque automotor.

CUADRO 5.1.4.1
EVOLUCIÓN DEL PARQUE VEHICULAR DE PARAGUAY
PERÍODO 2008-2030

Años	Automóviles	Camionetas	Omnibus	Motocicletas	Camiones	Maquinaria y Varios	Total Parque	Total Parque sin Motos
2008	248,105	174,677	6,612	157,332	46,816	75,392	708,934	551,602
2009	255312	180524	6711	159692	47931	77187	727356	567,664
2010	262728	186567	6812	162087	49072	79024	746290	584,202
2011	269330	191897	6914	164519	50138	80741	763538	599,020
2012	276097	197380	7018	166986	51227	82495	781204	614,217
2013	283035	203020	7123	169491	52340	84287	799296	629,805
2014	290147	208821	7230	172034	53477	86118	817826	645,793
2015	297438	214788	7338	174614	54638	87989	836805	662,191
2016	304609	220757	7448	177233	55823	89897	855768	678,535
2017	311954	226892	7560	179892	57034	91847	875179	695,287
2018	319475	233197	7673	182590	58271	93839	895047	712,456
2019	327178	239678	7789	185329	59535	95874	915383	730,054
2020	335067	246339	7905	188109	60826	97954	936200	748,091
2021	342794	252986	8024	190931	62143	100075	956953	766,022
2022	350700	259812	8144	193795	63489	102242	978181	784,387
2023	358787	266822	8267	196702	64864	104456	999897	803,196
2024	367061	274022	8391	199652	66268	106718	1022112	822,460
2025	375526	281416	8516	202647	67703	109029	1044837	842,190
2026	383807	288790	8644	205687	69167	111386	1067480	861,793
2027	392269	296357	8774	208772	70663	113794	1090629	881,857
2028	400919	304123	8905	211903	72190	116255	1114295	902,392
2029	409759	312092	9039	215082	73751	118768	1138491	923,409
2030	418794	320270	9175	218308	75346	121336	1163228	944,920

Fuente: elaboración propia.

En base a la evolución esperada del parque vehicular nacional, se observa que la tasa de motorización (medida a través del cociente entre el número de habitantes por el número de vehículos, sin incluir motocicletas), pasará de 14.7 registrado en el 2008 a 11.6 en el 2030. Cabe destacar que el promedio del Mundo se ubicaba en el 2002 en 7.8, en el 2010 en 6.0, y se estima que llegará a 3.9 en el 2030. En el caso de Brasil se encontraba en el 2002 en 8.3 y pasará en el 2030 a 2.7, mientras que en países desarrollados como Italia, este indicador se ubicaba en el 2002 en 1.5 y pasará a 1.3 hab/vehículo en el 2030²⁵.

Los consumos específicos (litros/kilómetro o Ktep/unidad de valor agregado) del sector transporte continuarán descendiendo de acuerdo a las estimaciones de las agencias internacionales²⁶. En tal sentido hipótesis moderadas de disminución en los consumos específicos fueron consideradas dentro del sector Transporte en el Escenario Tendencial. Por ejemplo, en los motores a Gasolina se esperan mejoras en dichos consumos del 5% entre el 2008 y el 2030 y del 3% en igual período para los motores Diesel. Mejoras del 6% se asumieron para el subsectores Fluvial y del 13% en el Aéreo.

Por su parte en el Alternativo, se plantearon mejoras por eficiencia en el sector caminero del 18% en el caso de los motores a Gasolina y del 15% en el caso de los motores Diesel, entre los años 2008 y 2030. En el caso del Fluvial, Ferroviario y Aéreo, las mejoras en igual período resultaron del 12%, 4% y 18%, respectivamente.

En el Alternativo se plantea la penetración del Trolebús y el tren eléctrico en reemplazo de ómnibus. Esto hará disminuir la cantidad de buses en el 2030 en 1,320 unidades. De ese total, 1,000 unidades se deberán al reemplazo por el tren eléctrico y 320 al Trolebús.

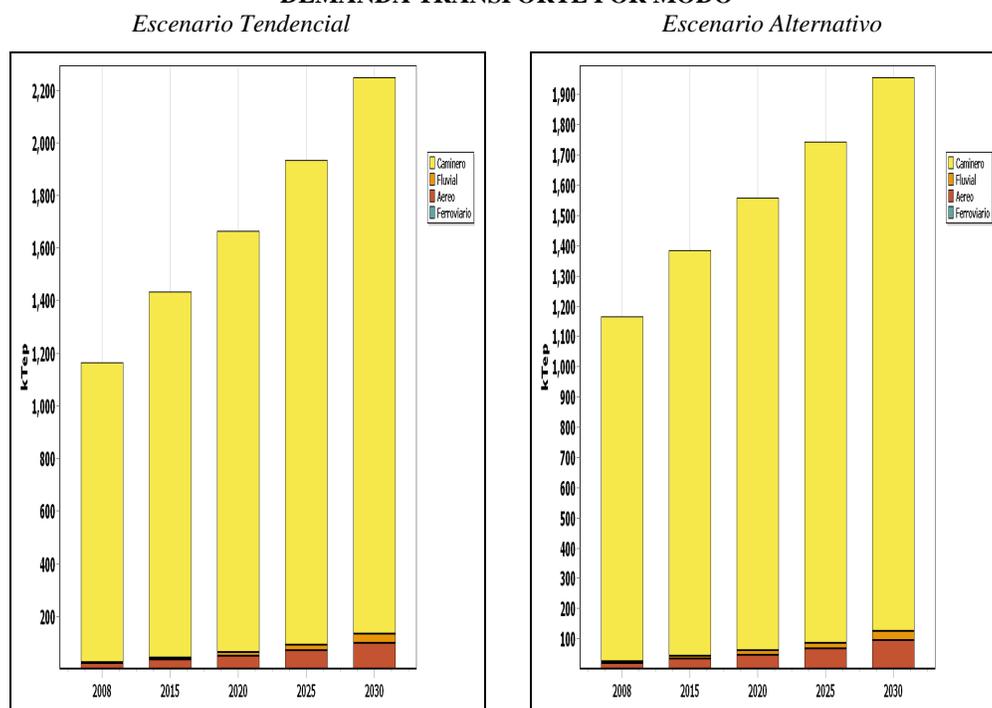
En los modos Ferroviario, Fluvial y Aéreo, la prospectiva de la demanda de energía se efectuó considerando al PIB como variable explicativa vinculado con una elasticidad en cada modo. Asimismo, en el Escenario Tendencial se efectuaron hipótesis conservadoras respecto de la evolución de la intensidad energética (los ahorros en estos medios de locomoción previstos para dicho escenario fueron antes citados).

Como consecuencia de este conjunto de hipótesis, se presenta a continuación la evolución de la prospectiva de la demanda del sector Transporte por combustible y modo. Ver detalle para cada modo de transporte en el Anexo 4.

²⁵ Información extraída de "Vehicle Ownership and Income Growth". J.Dargay, D. Gately and M. Sommer, Enero 2007. Energy Policy.

²⁶ IEA (International Energy Agency) dependiente de la OCDE, "Energy Technologies Perspectives - 2008", 2009, Paris, Francia.

GRÁFICO 5.1.4.1
DEMANDA TRANSPORTE POR MODO



Fuente: resultados del modelo LEAP.

A partir de estos gráficos se aprecia que el peso del Caminero en el año 2008 es el de mayor relevancia, ubicándose en el 98%, seguido por el Aéreo con el 1.7% y el Fluvial con el 0.4%. En base a las hipótesis utilizadas, no se espera en el horizonte bajo análisis un cambio significativo en dicha estructura en el Tendencial. Sin embargo, en el Alternativo debido al ingreso del Ferrocarril eléctrico, el Carretero disminuye su participación en el 2030 al 93.7%.

En lo que se refiere al consumo por tipo de combustible, se aprecia que en el 2008 el 77.0% de la energía consumida correspondía a Diesel y el 17.5% a la Gasolina. En base a las hipótesis del Escenario Tendencial, habrá una menor dependencia de la Gasolina en el 2030 (11.9%), y del Diesel (68.8%), aumentando la del Biodiesel y el Bioetanol. Este proceso se agudiza en el Alternativo donde el peso de la Gasolina en el 2030 alcanza el 9.3% y el Diesel el 66.6%. Por su parte, aquí penetra además el Gas Natural alcanzando el 0.6%, principalmente penetrando en automóviles particulares, camionetas y en buses.

CUADRO 5.1.4.2
DEMANDA TRANSPORTE POR COMBUSTIBLE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Biodiesel	0	0.0%	109	N/D	135.2	N/D	4.8%	6.9%
Diesel	896	77.0%	1547	2.5%	1303	1.7%	68.8%	66.6%
Electricidad	0	0.0%	0	N/D	0	N/D	0.0%	0.0%
Bioetanol	27.9	2.4%	186.7	9.0%	213.9	9.7%	8.3%	10.9%
GLP	16	1.4%	38	3.9%	18	0.6%	1.7%	0.9%
Gas Natural	0	0.0%	0	N/D	12	N/D	0.0%	0.6%
Gasolina motor	204	17.5%	268	1.2%	181	-0.5%	11.9%	9.3%
Kerosene aviacion	20	1.7%	100	7.6%	93	7.3%	4.4%	4.8%
Total	1164	100.0%	2248	3.0%	1957	2.4%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

En cuanto a los biocombustibles, se aprecia un importante crecimiento en la demanda de Biodiesel y Bioetanol en ambos escenarios. En el Tendencial, debido a la mezcla que plantea el escenario energético (en el 2030 un 39% en volumen la mezcla con Bioetanol y un 7% en volumen la mezcla con Biodiesel), se observa que el Bioetanol tomará el 8.3% del mercado de combustibles y el Biodiesel el 4.8%.

En el caso del Alternativo, los porcentajes de mezclas alcanzan en el 2030 el 46% de Bioetanol y el 10% de Biodiesel, con lo cual el porcentaje de Bioetanol sobre el total de combustibles consumidos en dicho año alcanzará el 10.9%, mientras que en el caso de Biodiesel se ubicará en el 6.9%.

La fuerte penetración del Bioetanol en la mezcla en ambos escenarios, se prevé a partir de un importante crecimiento de los Fuel Flex, alcanzado el 43% del mercado de automóviles particulares en el 2030 en el Tendencial y el 65% en el Alternativo.

5.2. Proyecciones del Abastecimiento de Energía

5.2.1. Prospectiva del Abastecimiento de Energía Eléctrica

Un panorama sectorial

Las empresas que componen la cadena eléctrica son:

- √ ANDE (Administración Nacional de Electricidad): entidad estatal con monopolio en toda la cadena eléctrica. Además desarrolla funciones normativas y reguladoras, coordinando el desarrollo eléctrico, reglamentando el servicio y proponiendo tarifas
- √ Entidad Binacional ITAIPÚ: creada para aprovechar los recursos hidráulicos del río Paraná, administra la Central Itaipú, y está formada por ANDE (Paraguay) y ELETROBRAS (Brasil) con una participación del 50% cada una.
- √ Entidad Binacional YACYRETÁ: creada para aprovechar los recursos hidráulicos del río Paraná a la altura de la isla Yacyretá, administra la operatoria de la central Yacyretá. Por Paraguay, está formada por ANDE (Paraguay) con una participación del 50%.
- √ Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del río Paraná: organismo internacional encargado del estudio de las posibilidades técnicas y económicas del aprovechamiento del río Paraná en el tramo limítrofe entre los dos países.
- √ También forma parte del sector, la empresa privada, CLYFSA (Compañía de Luz y Fuerza S.A.), es una distribuidora que opera en la localidad de Villarrica (a 200 km al este de Asunción); compra energía eléctrica en bloque de la ANDE. No obstante, su participación en el mercado nacional de electricidad es poco significativa.

El equipamiento del año base está compuesto por las siguientes centrales térmicas e hidroeléctricas de Servicio Público:

Las centrales térmicas detectadas (7.8 MW), están constituidas por equipos diesel, que casi solamente funcionan de respaldo.

**CUADRO 5.2.1.1.
CENTRALES TÉRMICAS, POTENCIA INSTALADA**

Térmicas	Equipos Diesel	Pot Inst
ANDE		
Bahía Negra		0.28
Pedro J. Caballero		2.8
Nueva Mestre		3.02
		6.1
Otras		
San Carlos		0.08
La Patria		0.28
Mcal. Estigarribia		1.36
		1.72
Total Térmico		7.82

El equipamiento hidroeléctrico, totaliza más de 8900 Mw, y está constituido, por las siguientes centrales:

- √ Central Hidroeléctrica Binacional Itaipú con 20 generadores, cada uno con una capacidad nominal de 700 MW (10 pertenecen al Paraguay y los demás al Brasil). La generación media es de 37.500 Gwh para Paraguay.
- √ Central Hidroeléctrica Binacional Yacyretá con 20 generadores, cada uno con una capacidad nominal de 175 MW (10 pertenecen al Paraguay y los demás a la Argentina), con una energía media anual de 9.650 Gwh para Paraguay.
- √ Central Hidroeléctrica Acaray, con 4 generadores, cada uno con una capacidad nominal de 50 MW (Acaray pertenece a la ANDE), y con una energía media de 950 Gwh/Año

Debido a la gran potencia instalada, que supera ampliamente la demanda, por ahora, no hay importantes desarrollos de inversión en generación adicional. Tampoco se han detectado, según el Balance Energético, autoprodutores relevantes. El gráfico siguiente ilustra sobre el margen oferta - demanda del sistema eléctrico del país, con el que se generan importantes saldos exportables a los países vecinos.

GRÁFICO 5.2.1.1.
DEMANDA Y OFERTA DE POTENCIA (MW)



Fuente: ANDE, Memoria y Balance.

El Sistema Interconectado Nacional, se divide en 6 subsistemas eléctricos, cada uno comprende diferentes departamentos geográficos. El sistema Metropolitano es el más importante, con aproximadamente el 55% de la demanda del SIN, seguido por el Este (15%), Sur (8%), Central (7%), Norte (4%) y Oeste (1%).

Con respecto a la curva de demanda diaria del SIN, se observa en el gráfico siguiente la forma caracterizada por la incidencia del aire acondicionado en el verano, durante el día.

GRÁFICO 5.2.1.2.
ESTRUCTURA DE CURVAS DE DEMANDAS MÁXIMA Y MÍNIMA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL – AÑO 2008



Fuente: ANDE, Memoria y Balance

En cuanto a la estacionalidad, se observa que en los meses de verano la demanda superó a la de invierno. Por ejemplo, la demanda máxima del verano del 2010 fue del orden de los 1890 MW, por su parte, la registrada de invierno fue de 1.450 MW (24 % inferior a la del verano).

En el Cuadro siguiente se presentan algunos indicadores representativos de las cargas del sistema eléctrico Paraguayo. Se observa que el factor de carga anual, del Total Interconectado es del 62%.

CUADRO 5.2.1.2.
INDICADORES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Sistemas	Carga Máxima. (kW)		DIFERENCIA		Factor de Carga (Anual)	
	2008	2007	en kW	en %	2008	2007
Nacional (Interconectado)	1.648.200	1.521.400	126.800	8,3	0,61	0,62
Exportación: 1) EBISA						
- (EMSA) (ENC-POSA)	9.600	11.300	-1.700	-15,0	0,01	0,14
- (EMSA) (CAL-ELDO)	32.000	33.000	-1.000	-3,0	0,54	0,57
- (EDEFOR)	91.000	83.000	8.000	9,6	0,08	0,27
2) COPEL	0	48.000	-48.000			0,49
Yacyreta (obra)	0	0	0			
Total Interconectado	1.737.000	1.602.000	135.000	8,4	0,62	0,65
Nacional Independiente(*)	187	159	28	17,6	0,37	0,44

(*) Carga alimentada por la Generación Térmica Nueva Mestre y Bahía Negra

Fuente: ANDE, Memoria y Balance

Se observa que la carga máxima del SIN en 2008, alcanzó a más de 1600 MW.

Si bien existe un importante margen de reserva en cuanto a potencia instalada y generación, se observan insuficiencias de las instalaciones de transmisión y distribución, que comprometen la seguridad y calidad del suministro eléctrico. La alta frecuencia fallas afectan la calidad del servicio, especialmente para la población de menores recursos. Las demoras en las obras de ampliación del sistema de transmisión y distribución y/o falta de inversiones en el momento oportuno, la dificultad en la obtención de

financiamiento, y los atrasos en la ejecución de obras, por restricciones sociales y ambientales, son algunos de los motivos determinantes de esa compleja situación.

Las elevadas pérdidas técnicas en los servicios de transporte y distribución de electricidad, son algunas de las principales manifestaciones de la problemática del sector eléctrico paraguayo. El Cuadro siguiente indica los niveles de pérdidas registrados en el sistema eléctrico, según Ande.

**CUADRO 5.2.1.3.
PÉRDIDAS EN SERVICIO PÚBLICO**

	Mercado Nacional		Mercado Externo		Total	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Pérdidas en transmisión	800.491.829	9,0%	11.087.373	5,8%	811.559.202	8,9%
Pérdidas en distribución	2.102.013.754	23,7%	0	0,0%	2.102.013.754	23,1%
Pérdidas totales	2.902.505.583	32,7%	11.087.373	5,8%	2.913.572.958	32,1%

Obs. Los porcentajes se refieren a la energía neta entregada al sistema eléctrico correspondiente.

Fuente: ANDE, Memoria y Balance

ANDE, indica en su Plan Maestro de Expansión, entre otros los siguientes inconvenientes en el servicio:

- ✓ Disminución de la calidad y confiabilidad del suministro por:
 - Baja tensión
 - Cortes de energía
- ✓ Altas pérdidas técnicas de transmisión, propias de un sistema muy cargado:
 - Superiores a 10% en la punta del sistema
 - Nueva LT 220 kV ACY-K30-COV produciría una reducción a 8% en punta.
 - LT 500 kV IPU-VHA produciría una reducción a 5% en punta
- ✓ Capacidad saturada de líneas y transformadores
 - Líneas de transmisión proveniente del este actualmente operando al límite
 - Algunos transformadores sobrecargados. Se están ejecutando adecuaciones
 - La puesta en servicio de dos nuevas líneas de 220 kV provenientes del Este, solucionará parte de este problema
 - El refuerzo de la capacidad de transformación en la SE MD (TX/RX y T5/R%) completará la solución temporal hasta la llegada de la LT de 500 kV
- ✓ Necesidad de compensación de reactivos para control de tensión
 - En 23 kV para atender los requerimientos del sistema y el crecimiento propio de la carga.
 - En 66 kV a través de transformadores con BCs en 23 kV (SE CAT y SE VIL)
 - En 220 kV, con banco de capacitores en 220 kV (3x100 MVAR) y CER de la SE HOR (-50/+150 MVAR)

En el año 2008 no hay autoproducción. Sin embargo, se ha detectado (no hay información oficial), que el 5% de la potencia está autogenerada tanto en los sectores Industria y Comercio.

Los Escenarios previstos proponen hipótesis sobre la situación general sectorial de partida brevemente descrita.

5.2.1.1. Escenarios, aspectos metodológicos e hipótesis de trabajo

El abastecimiento eléctrico, se realiza considerando que la demanda de electricidad se abastecerá por equipamiento de Autoproducción (AP) y de Servicio Público (SP). En ambos casos el modelado fue tratado en forma integral en lo referente a la distribución geográfica, suponiendo de algún modo la totalidad de sistemas eléctricos vinculados. La razón subyacente para dicha hipótesis fue la agregación espacial de la demanda, la cual fue tratada a nivel nacional.

El modelado realizado en Autoprodutores y Servicio Público fue diferente, con un distinto grado de complejidad. El bloque de Autoprodutores fue representado como un bloque proveedor de energía, y a fin de no realizar duplicaciones de oferta, no se ha considerado su posible contribución al pico de potencia que podrían tener algunas instalaciones interconectadas que vendan excedentes a la red. Por otro lado, la provisión de energía eléctrica de este bloque no fue afectada por las pérdidas de transmisión y distribución bajo la hipótesis que la mayor parte de la energía generada es consumida en los mismos establecimientos productores.

En general se han mantenido las eficiencias promedio de los equipos del año base.

A continuación se presenta una profundización de los modelados realizados en AP y SP, así como los principales resultados obtenidos en el primer sistema.

5.2.1.1.1. Autoproducción

Para ambos escenarios se ha supuesto la incorporación de la Autoproducción como parte del abastecimiento eléctrico.

Como se anticipara, las hipótesis de autoproducción de electricidad no serán iguales para ambos escenarios. Si bien existe un único escenario socioeconómico y por ende un único supuesto de crecimiento industrial y comercial (que son los sectores en los que se han detectado algunos equipamientos de autoproducción), la mayor utilización de los residuos productivos, así como de otros recursos primarios disponibles para generar, como por ej. bagazo, cáscaras de arroz, etc. marcan una diferencia posible a implementar. También el nivel de calidad de servicio del servicio Público, determinará la predisposición hacia la mayor o menor autoproducción de energía.

El crecimiento de la energía generada por los autoprodutores fue supuesto asociado a la prospectiva de la demanda industrial y comercial. Por lo tanto el aporte de energía de los Autoprodutores resulta en una participación distinta sobre el total de la energía eléctrica demandada, debido a la demanda eléctrica de cada Escenario.

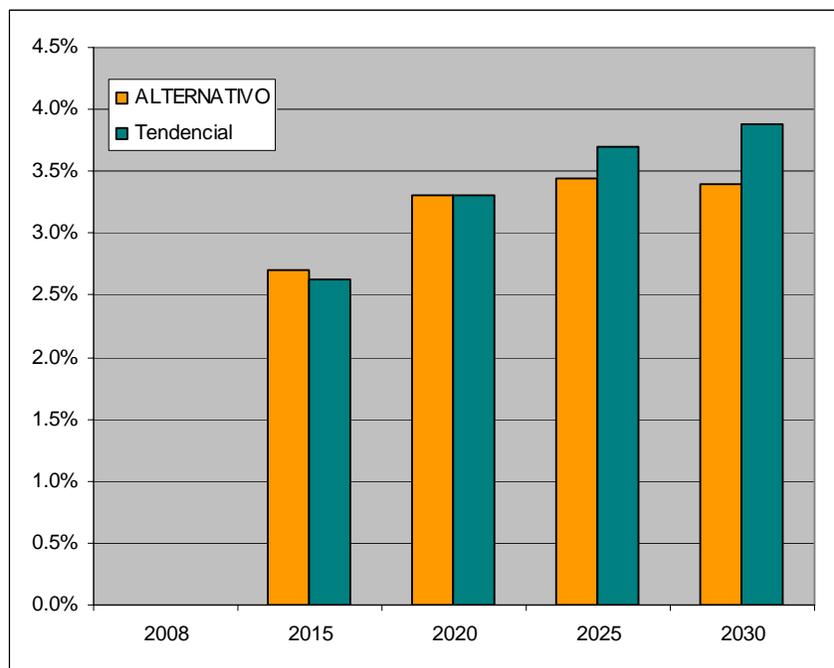
Para el escenario TENDENCIAL se supone que como continúan los problemas seguridad de suministro, la AP adopta un impulso creciente llegando a significar alrededor del 4% de los requerimientos totales de energía. Se mantienen los factores de utilización de cada uno de los usos (comercial e industrial), así como la distribución de la potencia para los mismos.

Para el escenario ALTERNATIVO, se supone que el respaldo en comercial queda constante en un 5% por el aumento de la confiabilidad del SP. El f.u. baja a un 20%.

En el caso industrial se supone que se requiere menos respaldo pero a la vez en tanto una utilización más eficiente de los recursos disponibles se incorpora mayor cantidad de potencia para procesos productivos, determinando un 20% de respaldo (con un f.u. del 20%) y un 80% productivo. Se supone que se mantiene el crecimiento de la AP del 5% al 12%.

Como resultados de esas hipótesis el gráfico siguiente ilustra sobre las participaciones de la autoproducción en cada escenario de demanda de electricidad.

GRÁFICO 5.2.1.1.1.1.
PROYECCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LA AP EN LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA
TOTALES 2008-2030. (%)



Fuente: Elaboración propia

Los valores absolutos de oferta resultantes, se presentan en el cuadro siguiente.

CUADRO 5.2.1.1.1.1.
PROYECCIÓN DE LA AP 2008-2030
(GWH)

Energía Autoproducida [GWh]	2008	2015	2020	2025	2030
Alternativo	0	226	355	479	600
Tendencial	0	217	338	460	581
Alt - Tend	0	9	17	20	19

Fuente: Elaboración propia

Estos porcentajes están asociados a la energía final consumida por cada sector suponiendo para el año base, un factor de carga de 72% para la industria y 62% para comercio. Así las potencias instaladas en Autoproducción estimadas futuras son de 14.1 y 18.4 MW, respectivamente.

De esta potencia se supone que el 100% de la potencia comercial será de respaldo. Por su parte en el caso industrial el 50% se supone que será de respaldo, y el restante 50% es constante, con un f.c. de 85%, superior al del año base en un 13%.

Para las potencias de respaldo se supone que operan con un f.c. de 30%.

Se supone que las potencias de respaldo, en ambos casos, son equipos tipo motor recíprocante consumiendo FO en la industria y DO en el comercio. Se supone para los motores una eficiencia de 35%.

Para la potencia permanente de proceso industrial se supone que el equipamiento es tipo TV, consumiendo biomasa, con una eficiencia del 40%.

Se observa que en el Escenario Alternativo, predomina el consumo neto de biomasa.

A continuación se presenta la evolución de los consumos para generación eléctrica del módulo de Autoprodutores. Se observa que en valores absolutos los escenarios difieren poco en el total, sin embargo la estructura es diferente. Efectivamente, mientras la biomasa en el Escenario Tendencial, representa en

2030 el 40.9% del consumo total, en el Alternativo, ese porcentaje se duplica, lo cual genera un ahorro de hidrocarburos de igual valor.

CUADRO 5.2.1.1.1.2.
CONSUMO PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN AP – E. TENDENCIAL
(KTEP)

Consumo [kTep]	2008	2015	2020	2025	2030
Biomasa	0	21	32	44	55
Diesel	0	21	33	45	57
Fuel Oil	0	8	13	18	22
Total	0	50	79	107	135

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 5.2.1.1.1.3.
CONSUMO PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN AP – E. ALTERNATIVO
(KTEP)

Consumo [kTep]	2008	2015	2020	2025	2030
Biomasa	0	31	56	81	106
Diesel	0	14	17	18	19
Fuel Oil	0	6	6	7	7
Total	0	51	79	106	132

Fuente: Elaboración propia

5.2.1.1.2. Balance de energía eléctrica

Para proceder a dimensionar las necesidades de equipamiento en Servicio Público, se realiza un Balance Preliminar Eléctrico en el que se consideran, con sus signos: la demanda final de electricidad (incluyendo Consumo Propio), la oferta de autoproducción, las pérdidas y las exportaciones netas.

Según se adelantara en el inciso 5.1, la demanda de energía eléctrica de ambos Escenarios es diferenciada, dado que han sido planteadas en el Escenario Alternativo diversas medidas de URE. Sin embargo estos ahorros fueron en gran parte compensados por la mayor penetración relativa de la energía eléctrica en el Escenario Alternativo, frente al Tendencial. Adicionalmente se presenta un Escenario Alternativo 2, en el que se agrega la demanda potencial de una empresa de fabricación de Aluminio.

Como se anticipara, en las simulaciones se fijó una meta de exportación diferenciada entre ambos escenarios. En el caso Tendencial las exportaciones son decrecientes en función de las mayores demandas internas. En el Escenario Alternativo la exportación tiende a ser mayor que en el Tendencial, debido a la incorporación de la CH binacional Corpus y los ahorros en obtenidos en la demanda interna. Adicionalmente, se espera establecer la red de 500kV en forma gradual, lo que permitirá aumentar la capacidad de utilización de la energía disponible y constituirá un fortalecimiento de la integración regional.

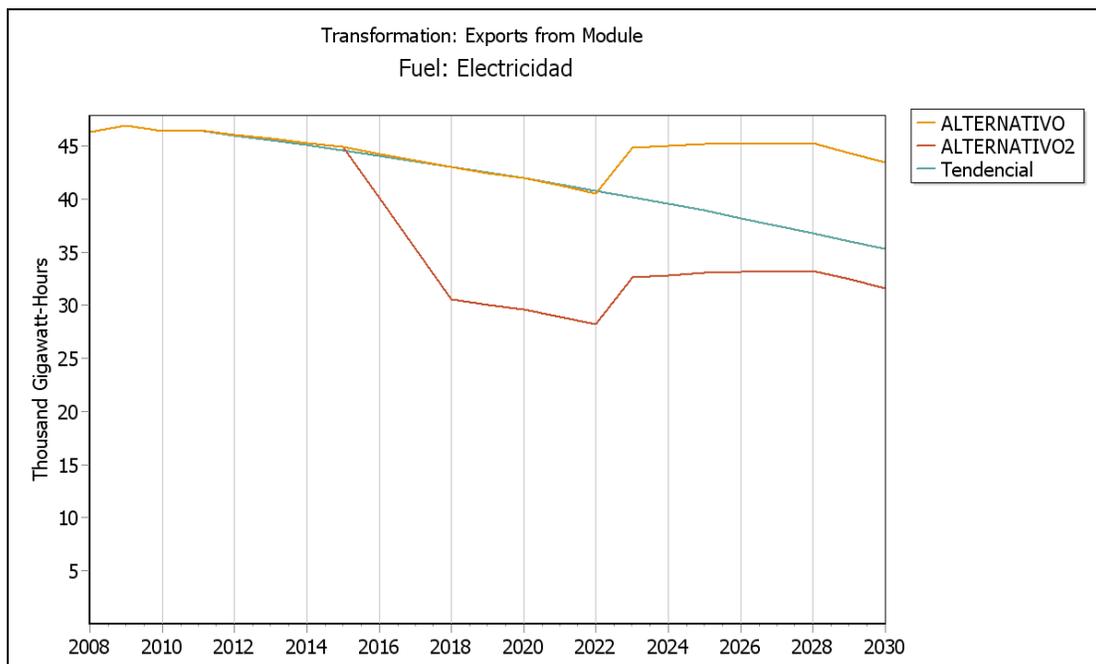
Por el contrario en el escenario Alternativo 2, las exportaciones decrecen por debajo del Tendencial, debido a la incorporación en la demanda local de la empresa electrointensiva mencionada. El cuadro y grafico siguiente ilustra sobre los valores de exportación esperada para cada escenario

**CUADRO. 5.2.1.1.2.1.
SALDO EXPORTABLE DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS CONSIDERANDO UN
PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE ALUMINIO**

Exportaciones [GWh]	2008	2015	2020	2025	2030
ALTERNATIVO	46,300	44,892	42,023	45,159	43,482
ALTERNATIVO2	46,300	44,892	29,649	33,045	31,617
Tendencial	46,300	44,621	41,955	38,918	35,307
Alt2 - Alt	0	0	-12,374	-12,114	-11,865

Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO 5.2.1.1.2.1.
SALDO EXPORTABLE DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS CONSIDERANDO UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE ALUMINIO



Fuente: Elaboración propia

Con respecto a la evolución de las pérdidas técnicas de transporte y distribución, se han supuesto diferentes para ambos escenarios. En el caso del Tendencial, se supone que se mantiene el porcentaje del año base en todo el período de proyección (32%). En cambio en el Alternativo, de acuerdo a las hipótesis de eficiencia, se espera una mejora de entre un 7 % (al año horizonte), o sea que se irían reduciendo hasta alcanzar el 25 % de la oferta interna (incluyendo pérdidas).

Se presenta a continuación un cuadro con los resultados de los balances de electricidad para ambos Escenarios en GWh, así como también las tasas de crecimiento de cada una de las componentes, y la participación de las mismas sobre la demanda final de energía eléctrica. Obsérvese el descenso en 4.1% de la participación de las pérdidas en la demanda final del escenario alternativo.

La última fila indica en cada caso las necesidades de Generación en SP, que en el Escenario Tendencial crece a una tasa del 0.1 % a.a, y el alternativo lo hace con una tasa del 0.8 a.a. compensando las hipótesis de las exportaciones.

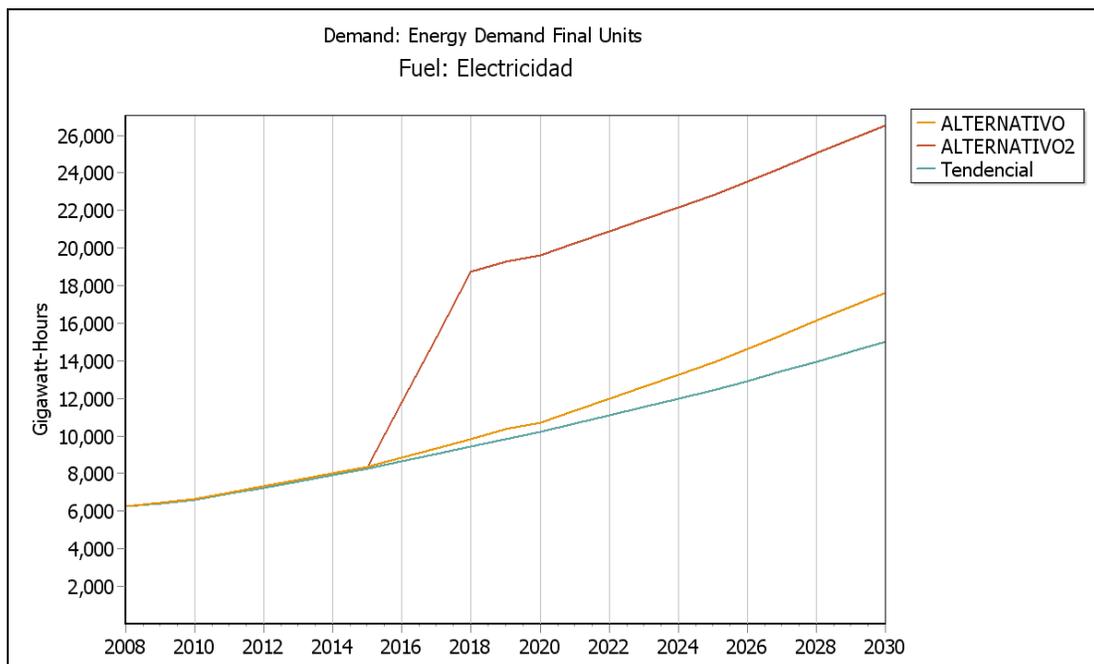
CUADRO 5.2.1.1.2.1.
BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN E. TENDENCIAL Y ALTERNATIVO
(GWH) Y (%)

Balance EE	Energía [GWh]					Tasa a.a	Estructura sobre Demanda final [%]				
	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Tendencial											
Demanda Final	-6,251	-8,276	10,217	12,410	14,997	4.1%	100	100	100	100	100
Oferta AP	0	217	338	460	581	6.8%	0.0	-2.6	-3.3	-3.7	-3.9
Perdidas Netas	-2,914	-3,756	-4,605	-5,571	-6,720	3.9%	46.6	45.4	45.1	44.9	44.8
Exportaciones SP	46,300	44,621	41,955	38,918	35,307	-1.2%	740.6	539.2	410.7	313.6	235.4
Importaciones SP	1.5	0	0	0	0	100.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generación SP	55,464	56,436	56,438	56,440	56,442	0.1%	-887	-682	-552	-455	-376
Alternativo	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Demanda Final	-6,251	-8,348	10,718	13,906	17,624	4.8%	100	100	100	100	100
Oferta AP	0	226	355	479	600	6.7%	0.0	-2.7	-3.3	-3.4	-3.4
Perdidas Netas	-2,914	-3,420	-4,048	-4,852	-5,675	3.1%	46.6	41.0	37.8	34.9	32.2
Exportaciones SP	46,300	44,892	42,023	45,159	43,482	-0.3%	740.6	537.8	392.1	324.7	246.7
Importaciones SP	1.5	0	0	0	0	100.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generación SP	55,464	56,434	56,434	63,438	66,182	0.8%	-887	-676	-527	-456	-376
Alternativo2	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Demanda Final	-6,251	-8,348	19,617	22,805	26,523	6.8%	100	100	100	100	100
Oferta AP	0	226	355	479	600	6.7%	0.0	-2.7	-1.8	-2.1	-2.3
Perdidas Netas	-2,914	-3,420	-7,523	-8,067	-8,642	5.1%	46.6	41.0	38.3	35.4	32.6
Exportaciones SP	46,300	44,892	29,649	33,045	31,617	-1.7%	740.7	537.8	151.1	144.9	119.2
Importaciones SP	1.5	0	0	0	0	100.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generación SP	55,464	56,434	56,434	63,438	66,182	0.8%	-887	-676	-288	-278	-250

Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico siguiente se presenta la evolución de la demanda total en los dos escenarios a los que se les agregó el proyecto de producción de aluminio (Escenario Alternativo 2).

GRÁFICO 5.2.1.1.2.2.
DEMANDA DE ENERGÍA EN LOS DISTINTOS ESCENARIOS CONSIDERANDO UN PROYECTO
DE PRODUCCIÓN DE ALUMINIO



Fuente: Elaboración propia

Como resultado de las hipótesis del crecimiento de la demanda sectorial se espera que el Factor de carga de la demanda, del Escenario Tendencial, se mantenga en un 62%. Para el Escenario Alternativo, se espera que ese factor crezca hasta alcanzar el 65%, debido a la mayor participación de la demanda industrial.

Dado el nivel de excedencia de potencia hidroeléctrica, se supone que no hay necesidad de estimar niveles de reserva para cubrir la demanda estimada.

5.2.1.1.3. Servicio Público

El servicio público fue modelado con el programa LEAP utilizando la metodología de definición de evolución de la capacidad instalada y despacho de la misma (en términos de energía media).

Esta metodología requiere definir tanto las tecnologías de generación existentes en el año base como las que ingresarán en el horizonte de estudio para satisfacer la demanda futura.

Según los requerimientos de energía provenientes de la demanda final (o de las necesidades del generación de SP, que se presentaron en el Cuadro anterior), y la evolución del factor de carga propuesta, se determinaron los requerimientos de potencia máxima demanda para ambos escenarios.

Se ha intentado que la expansión del equipamiento eléctrico siga los lineamientos establecidos en el Plan maestro de ANDE, que establece incorporaciones hasta el 2018. Sin embargo, los años de ingreso de las centrales propuestas no han sido respetados plenamente, ya que la demanda que surge del estudio de prospectiva de oferta y demanda exploratoria no coincide con aquella usada para determinar los ingresos de

nuevos equipos de generación²⁷. Luego de evaluar las propuestas del Plan maestro, se ha decidido realizar algunos cambios con fines de incentivar la discusión entre los actores del sector.

Los escenarios tendencial y alternativo se diferencian por la utilización diferenciada de recursos y tecnologías:

- ✓ En el escenario tendencial las incorporaciones están basadas principalmente en centrales hidroeléctricas y respaldo térmico a diesel oil
- ✓ En el Escenario Alternativo se ha conservado la fuerte participación hidroeléctrica. También se estima para este escenario la expansión de la generación en base a gas natural ya que se esperaría la incorporación del Gasoducto Urupabol.

Todas estas decisiones implicaron la aplicación de criterios diferenciados en la definición de la reserva del sistema y configuración del mix futuro del parque generador.

El abastecimiento de las Zonas No Interconectadas se ha incluido en el total de la oferta de Servicio Público.

A continuación se detallan, las principales hipótesis adoptadas en cada escenario.

Escenario Tendencial

Es un escenario caracterizado por dificultades en la obtención de fondos para inversiones en toda la cadena productiva de electricidad.

Se supone entonces que van a existir problemas de transmisión y distribución por lo que va a ser necesario incorporar algunas centrales térmicas cercanas a los centros de consumo, así como aumentar el factor de utilización de las instaladas.

Se espera entonces que la participación en la potencia instalada térmica (equipos DI, con GO) crezca levemente hasta alcanzar el 0.2% de la potencia instalada.

El Factor de utilización de las térmicas va a crecer hasta alcanzar el 5%, lo cual va a generar un impacto en la importación de combustibles.

No se espera en este Escenario el ingreso de nuevas centrales hidroeléctricas.

Escenario Alternativo

Este Escenario se caracteriza por la superación de las dificultades en la obtención de fondos para inversiones en toda la cadena productiva de electricidad

Se supone entonces que no van a existir problemas de transmisión. Efectivamente, se supone que la infraestructura crecerá a medida de las necesidades, por lo cual se asume en primera instancia la concreción del anillo de 500 kV entre Itaipú, Ayolas por la margen derecha y Villa Hayes, así como la unión en 500 kV entre Ayolas y Carayao.

Como consecuencia de ello, se supone que no va a ser necesario incorporar centrales térmicas cercanas a los centros de consumo, así como aumentar el factor de utilización de las ya instaladas.

Sin embargo, como se adelantara, se espera el ingreso del gas a la matriz energética la inversión en el gasoducto necesario estaría justificada a partir de la incorporación de una central térmica Turbo Gas en un Módulo de 100 MW disponibles a partir del 2021, con una eficiencia del 30%, con un fu del 15%.

Creería entonces la participación de la potencia instalada térmica, así como su generación.

Adicionalmente, se espera el ingreso de la Central Hidroeléctrica Corpus, que se considera disponible a partir del año 2023 con un incremento anual (en cinco años) de 720 MW hasta alcanzar los

²⁷ Por ejemplo la propuesta de la maximización de la penetración de la EE en todos los sectores, aún en usos calóricos, transporte, etc.; la mejora del acceso a la electricidad por parte de sectores marginales y la concreción de proyecto de la Planta de Aluminio, determinan cambios sustantivos respecto de la Propuesta de ANDE.

1440 MW (2880MW totales, la mitad para Paraguay). Este ingreso ayudará a mantener el importante saldo exportador de energía eléctrica, contribuyendo al ingreso de divisas necesario para financiar las obras de transmisión y distribución.

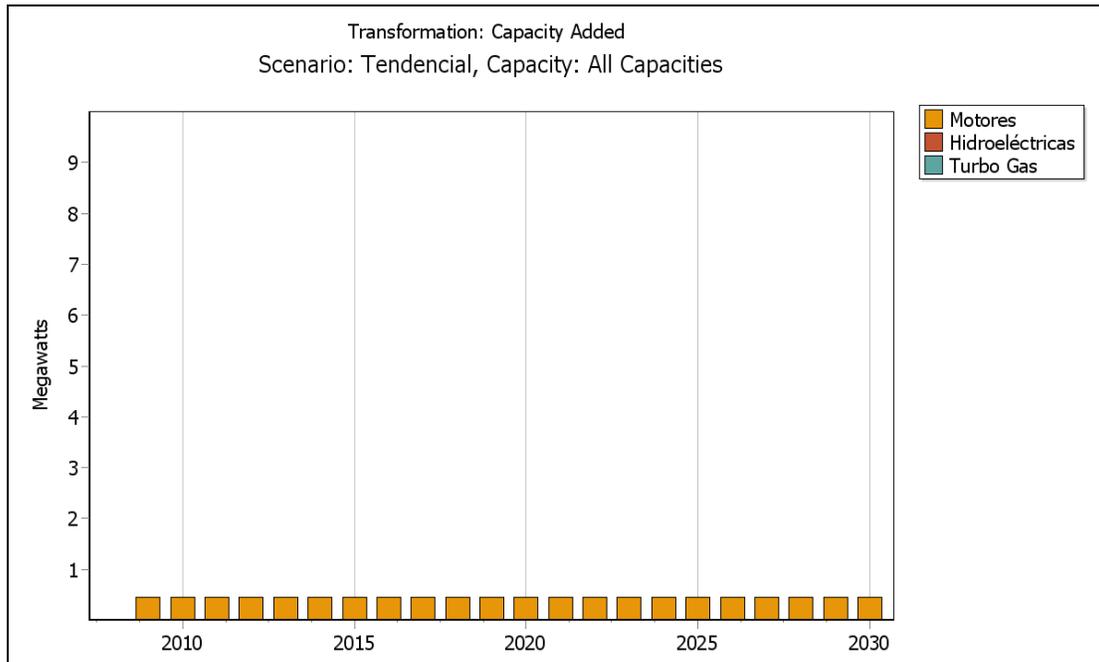
5.2.1.2. Incorporaciones y Resultados del Modelado del SP

Con respecto a la expansión de la oferta de Servicio Público, según se adelantara, se realizó en base a las obras recomendadas, integrantes del Plan Maestro de ANDE, según se indicara en el apartado anterior²⁸

Para el período que completa el estudio (al 2030), se formulan pautas sobre el ingreso de centrales hidráulicas (y de otras renovables), si es posible con estudios de factibilidad ya realizados, indicando las fechas de puesta en funcionamiento más cercanas. De igual manera se procede respecto de los planes previstos en firme de ingreso de centrales térmicas

Los gráficos siguientes ilustran sobre las decisiones adoptadas en cada Escenario.

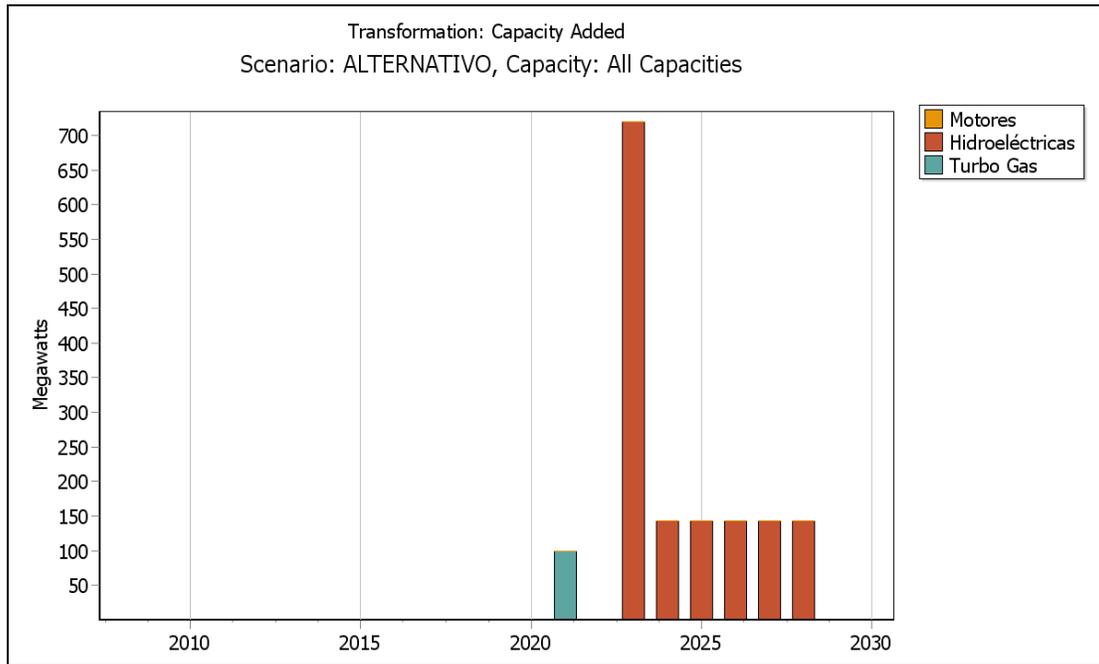
**GRÁFICO 5.2.1.2.1.
INCORPORACIONES PROPUESTAS POR TECNOLOGÍA
ESCENARIO TENDENCIAL (2008-2030)**



Fuente: Elaboración propia

²⁸ Para adoptar estas decisiones se han tenido en cuenta: opiniones calificadas de las entrevistas y consultas realizadas, bibliografía especializada y noticias publicadas en diferentes medios de comunicación.

GRÁFICO 5.2.1.2.2.
INCORPORACIONES PROPUESTAS POR TECNOLOGÍA
ESCENARIO ALTERNATIVO (2008-2030)



En ambos Escenarios hay ingresos de potencia de origen térmico: en el escenario Tendencial, se observa la incorporación motores con FO de 0.46 MW/año (surgidos de una interpolación lineal hasta una meta fijada para el 2030).

En el Escenario Alternativo se destaca el ingreso de la TG de 100 MW en el 2021. En 2023 ingresan 720 MW de Corpus, y en los siguientes 5 años, ingresan los restantes 720 MW.

5.2.1.2.1. Potencia Instalada

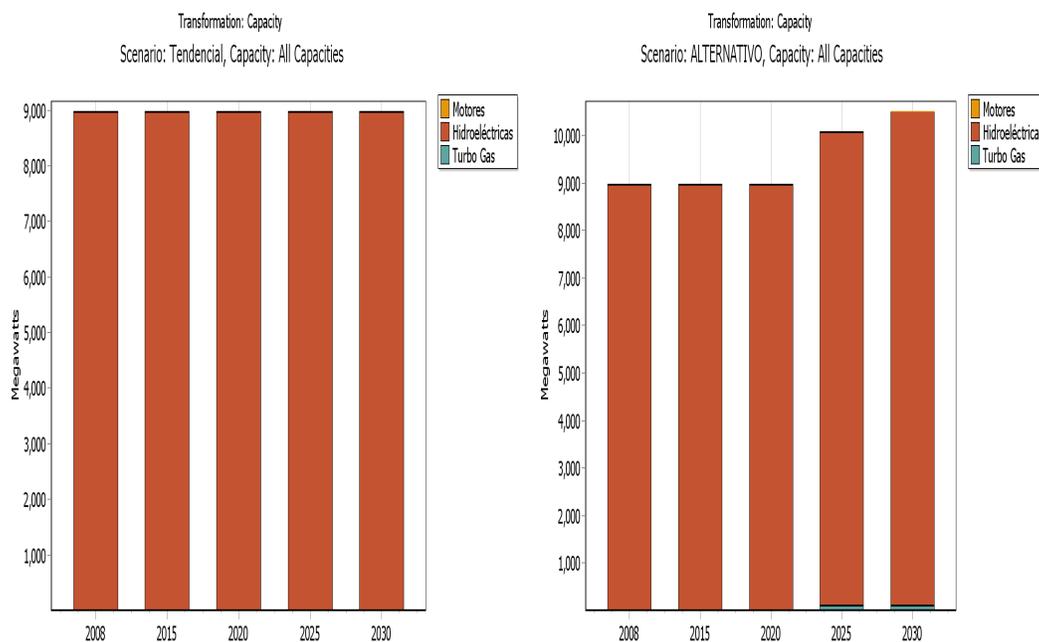
De acuerdo a las incorporaciones mencionadas se obtiene un crecimiento diferenciado en ambos escenarios. En la siguiente tabla se presenta la evolución de la potencia instalada de ambos Escenarios, por tipo de tecnología en valores absolutos, en porcentajes: la tasa de crecimiento y la estructura de la potencia. Puede observarse que la potencia de escenario alternativo crece casi 1000 MW por encima del tendencial, y lo hace con una tasa de crecimiento de 0.72% a.a. superior.

CUADRO 5.2.1.2.1.1.
SP: POTENCIA INSTALADA EN AMBOS ESCENARIOS (GWH),
TASAS DE CRECIMIENTO Y ESTRUCTURA (%)

Potencia Instalada	Potencia [MW]					Tasa a.a	Estructura [%]				
Tendencial	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Motores	8	11	13	16	18	3,9%	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Hidroeléctricas	8.960	8.960	8.960	8.960	8.960	0,0%	99,9	99,9	99,9	99,8	99,8
Turbo Gas	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	8.968	8.971	8.973	8.976	8.978	0,005%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Alternativo	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Motores	8	8	8	8	8	0,0%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hidroeléctricas	8.960	8.960	8.960	9.968	10.400	0,68%	99,9	99,9	99,9	98,9	99,0
Turbo Gas	0	0	0	100	100		0,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Total	8.968	8.968	8.968	10.076	10.508	0,72%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

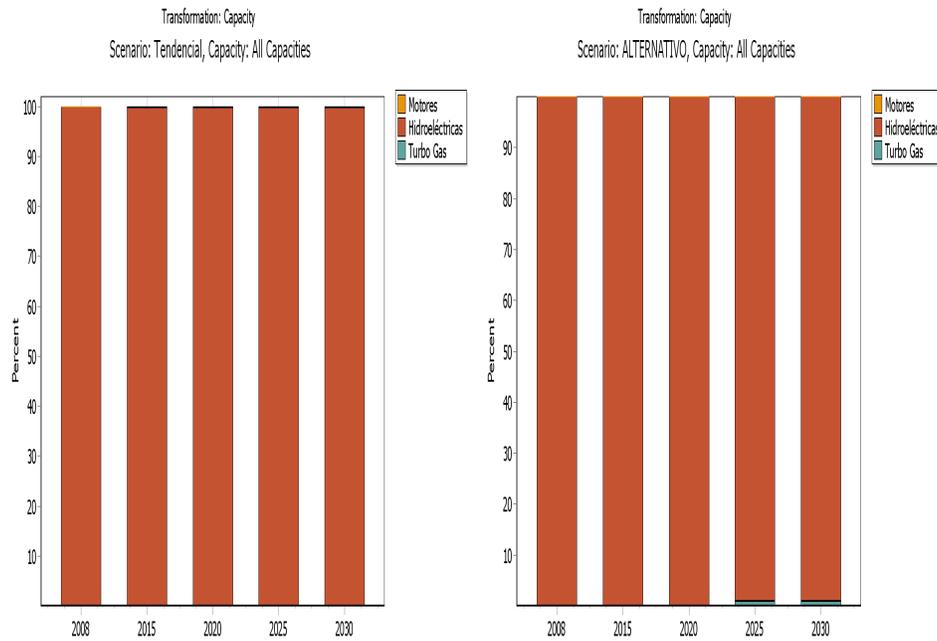
Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO 5.2.1.2.1.1.
SP: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA
EN ESCENARIOS (MW)



Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO 5.2.1.2.1.2.
SP: ESTRUCTURA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA
EN ESCENARIOS (%)



Fuente: Elaboración propia

5.2.1.2.2. Energía Generada

Las decisiones adoptadas en potencia instalada sumada a criterios técnicos y políticos impuestos externamente para el despacho del modelo LEAP, brindan diferentes resultados según el Escenario.

En el Cuadro siguiente se presentan esos resultados en generación por tipo de tecnología en valores absolutos y en porcentajes de crecimiento y de estructura.

Se destaca el crecimiento de la energía proveniente de motores en el Escenario Tendencial, y de la hidroelectricidad en el Escenario Alternativo

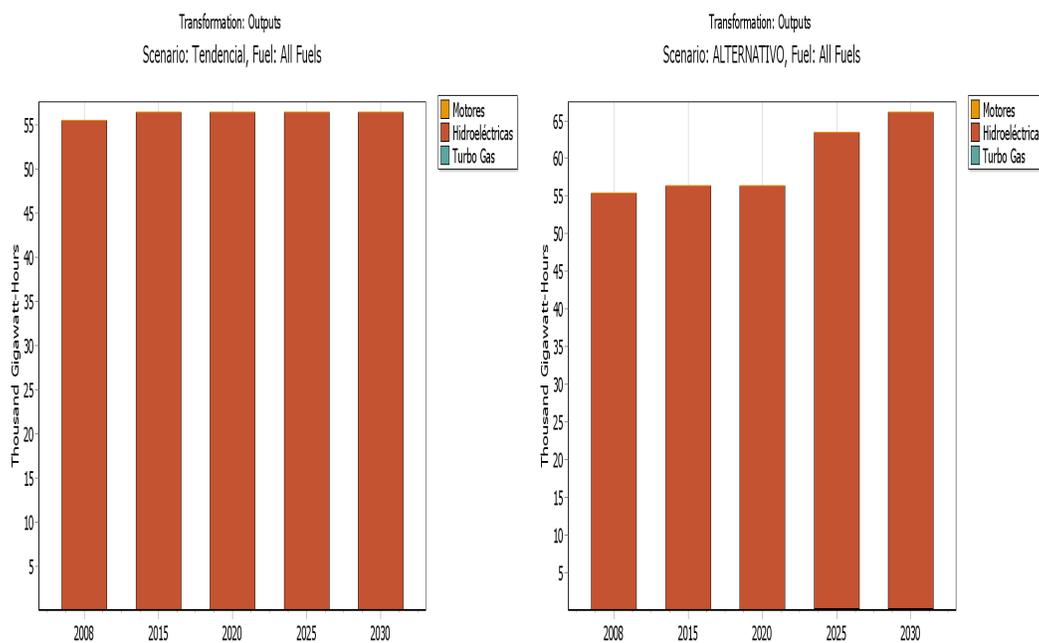
CUADRO 5.2.1.2.2.1.
SP: ENERGÍA GENERADA EN AMBOS ESCENARIOS (GWH), TASAS DE CRECIMIENTO Y ESTRUCTURA DE GENERACIÓN (%)

Energía Generada	Energía [GWh]					Tasa a.a	Estructura [%]				
	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Tendencial											
Motores	0	2	4	6	8	16,0%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hidroeléctricas	55.464	56.434	56.434	56.434	56.434	0,1%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Turbo Gas	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	55.464	56.436	56.438	56.440	56.442	0,1%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Alternativo											
Motores	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hidroeléctricas	55.464	56.434	56.434	63.307	66.050	0,797%	100,0	100,0	100,0	99,8	99,8
Turbo Gas	0	0	0	131	131		0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
Total	55.464	56.434	56.434	63.438	66.182	0,806%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Elaboración propia

Los gráficos ilustran sobre los procesos mencionados.

GRÁFICO 5.2.1.2.2.1.
SP: ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA EN ESCENARIOS (GWH)



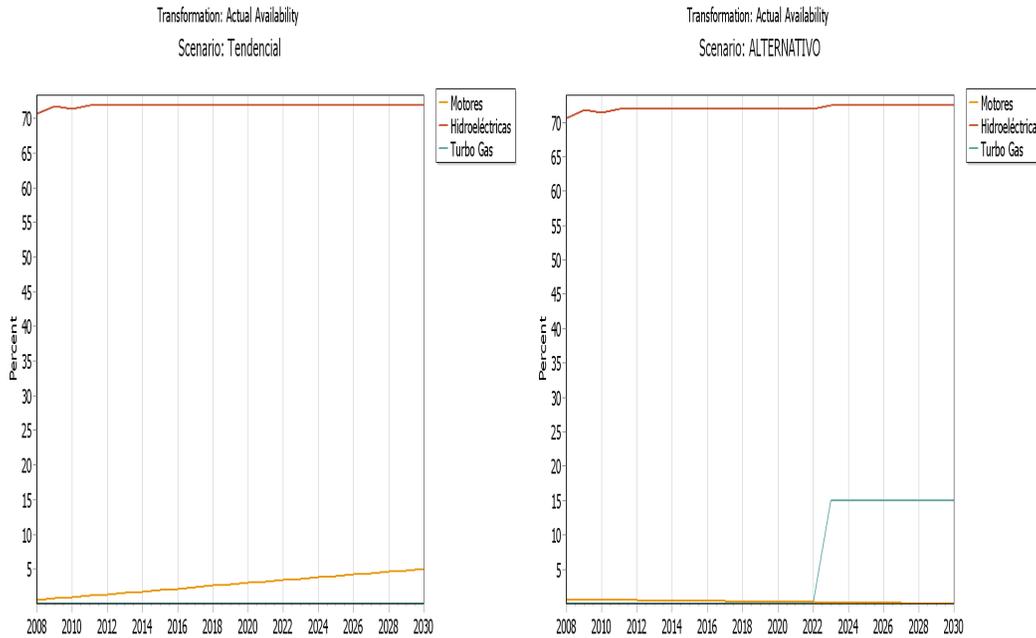
Fuente: Elaboración propia

Asociado a la generación eléctrica se encuentra el factor de utilización medio anual de cada tecnología. En el Gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de esta variable en cada Escenario y por Tecnología/Combustible

En general puede observarse que existe similitud entre los factores de utilización hidro en ambos escenarios, hasta que ingresa Corpus en 2023 y aumenta el indicador.

Se destaca en el Escenario Alternativo la incorporación de la generación térmica TG a gas y el creciente FU de los motores en el Escenario Tendencial.

GRÁFICO 5.2.1.2.2.2.
SP: FACTOR DE UTILIZACIÓN MEDIO ANUAL DE CADA TECNOLOGÍA



Fuente: Elaboración propia

5.2.1.2.3. Consumos de Energía para Generar Electricidad

Las decisiones adoptadas en los criterios técnicos y políticos impuestos, y la aplicación de las hipótesis generales para cada Escenario, brindan diferentes resultados en lo que hace a los consumos de energía para generar electricidad.

En el Cuadro siguiente se presentan esos resultados por fuente energética, en valores absolutos (kTep) y en porcentajes de crecimiento y de estructura.

Se observa que en ambos Escenarios predomina la energía hidroeléctrica.

En los hidrocarburos se observa la penetración del DO en el Escenario Tendencial y del GN en el Alternativo, aunque de manera irrelevante en el mix de energía consumida en ambos escenarios.

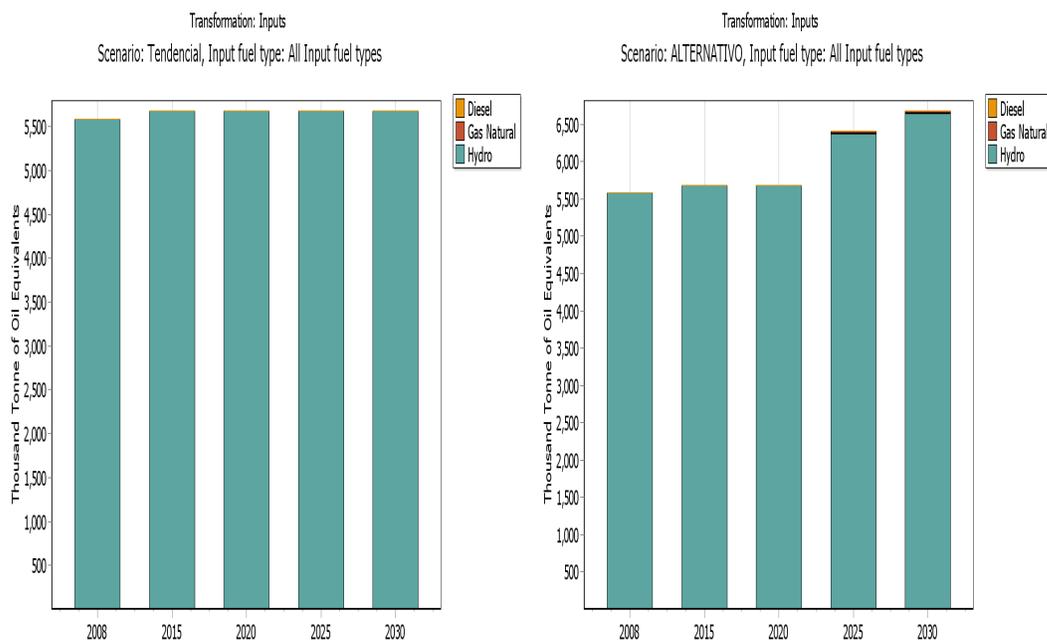
CUADRO 5.2.1.2.3.1.
SP: ENERGÍA CONSUMIDA PARA GENERAR ELECTRICIDAD EN AMBOS ESCENARIOS
(KTEP), TASAS DE CRECIMIENTO Y ESTRUCTURA DE CONSUMO (%)

Consumos	Energía [kTep]					Tasa a.a	Estructura [%]				
	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Tendencial											
Diesel o	0	1	1	2	2	15,32%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural	0	0	0	0	0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro	5.581	5.679	5.679	5.679	5.679	0,08%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Total	5.582	5.680	5.680	5.681	5.681	0,08%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Alternativo											
Diesel	0	0	0	0	0	0,00%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural	0	0	0	38	38		0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Hydro	5.581	5.679	5.679	6.371	6.647	0,80%	100,0	100,0	100,0	99,4	99,4
Total	5.582	5.679	5.679	6.408	6.684	0,82%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Consumos	Energía [kTep]					Tasa a.a	Estructura [%]				
	2008	2015	2020	2025	2030		2008	2015	2020	2025	2030
Tendencial											
Fósiles	0,1	0,6	1,0	1,6	2,3	15,32%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Otros	5.581	5.679	5.679	5.679	5.679	0,08%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Total	5.582	5.680	5.680	5.681	5.681	0,08%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Alternativo											
Fósiles	0,1	0,1	0,1	37,7	37,7	30,95%	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Otros	5.581	5.679	5.679	6.371	6.647	0,80%	100,0	100,0	100,0	99,4	99,4
Total	5.582	5.679	5.679	6.408	6.685	0,82%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO 5.2.1.2.3.1.
SP: ENERGÍA CONSUMIDA PARA GENERAR ELECTRICIDAD EN AMBOS ESCENARIOS
(KTEP)



Fuente: Elaboración propia

5.2.2. Prospectiva del Abastecimiento de Derivados de Petróleo, Petróleo y Gas Natural

5.2.2.1. Aspectos metodológicos e hipótesis de trabajo

En base a las proyecciones de la demanda Final, demanda Intermedia y el consumo propio se estimó la Oferta energética que deberán abastecer los distintos centros de transformación y/o a través de la importación de energía.

A los efectos de determinar las importaciones de Petróleo y Gas Natural, se consideraron los requerimientos de derivados de Petróleo y de Gas Natural en cada escenario.

Adicionalmente, en el caso del Petróleo se consideró la posible expansión de la capacidad de refinación instalada en el país a los efectos de establecer los requerimientos de Petróleo. Esta hipótesis se consideró sólo en el Escenario Alternativo. Por su parte, en el caso del Gas Natural se estimaron las importaciones a realizar a lo largo del período, considerando la evolución de la demanda final e intermedia. La penetración de este energético se consideró sólo en el Alternativo.

Para establecer el abastecimiento proveniente de la refinación de petróleo, se utilizó una de las herramientas de cálculo que posee LEAP. Esta herramienta permite que el modelo determine endógenamente los requerimientos de Petróleo, bajo la restricción de producir la mayor cantidad posible de un determinado derivado de petróleo, al cual se lo define como combustible prioritario. En este caso como derivado prioritario se definió al Diesel. De este modo, y considerando a la vez como restricciones la capacidad de destilación atmosférica y el rendimiento de las refinerías en términos de los diferentes derivados que se pueden obtener de éstas, el modelo determina la producción de los diferentes derivados, las necesidades de Petróleo para los años de corte, los eventuales saldos exportables de cada derivado, así como los requerimientos de importaciones de los diferentes derivados de petróleo. Estas necesidades de crudo se abastecerán con importaciones.

En tal sentido, se introdujo en LEAP la estructura de producción de derivados correspondiente a una destilería que en el 2020 estaría en condiciones de procesar 10,800 bbl/día. Cabe recordar que actualmente la refinería de Villa Elisa (la que no se encuentra en producción), posee una capacidad de procesamiento de 7,500 bbl/día.

Tal como fuera expresado, sólo en el Escenario Alternativo se plantea la posibilidad de expansión de la capacidad de refinación de la Refinería de Villa Elisa. En el Escenario Tendencial se consideró que dicha refinería seguirá inactiva.

5.2.2.2. Evolución de la Capacidad de Refinación

A continuación se presenta la estructura de refinación nacional para el año 2020:

CUADRO 5.2.2.1
ESTRUCTURA REFINACIÓN A NIVEL NACIONAL AÑO 2020

	%
Gasolina Motor	20
Fuel oil	35
Diesel	35
Kerosene	10
Total	100

Fuente: elaboración propia

Considerando la proyección de los requerimientos de derivados de petróleo para los años de corte, (esto es el consumo sectorial más el consumo propio y el consumo intermedio), el modelo determina la producción de los diferentes derivados de petróleo, así como los requerimientos de Petróleo y los eventuales saldos exportables de cada derivado y los requerimientos de importaciones.

Cabe destacar, que en el año 2008 Paraguay contaba con una capacidad instalada de procesamiento de crudo (medida en términos de destilación atmosférica) de 7,500 bbl/día, sin embargo la misma no se encontraba en producción y en este escenario se plantea que la misma no entrará en funcionamiento, por lo tanto Paraguay seguirá importando el 100% de los derivados de crudo.

Por su parte, en el Alternativo se observa que habrá una producción de derivados que permitirá abastecer localmente parcialmente la demanda de los mismos.

5.2.2.3. Evolución de la Oferta y la Demanda de Petróleo y los principales Derivados de Petróleo

En los siguientes cuadros se presenta la evolución de la oferta y la demanda de los principales Derivados de Petróleo y el Petróleo para ambos escenarios.

CUADRO 5.2.2.5
EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE DIESEL
(Ktep)

	<i>Tendencial</i>					<i>Alternativo</i>				
	2008	2015	2020	2025	2030	2008	2015	2020	2025	2030
Producción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importación	964	1089	1240	1412	1607	964	1032	942	1034	1136
Exportación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación de Stock	-68	0	0	0	0	-68	0	0	0	0
Oferta Primaria	897	1089	1240	1412	1607	897	1032	942	1034	1136
Carboneras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería de Petróleo	0	0	0	0	0	0	0	187	187	187
Plantas de Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Destilería de Alcohol	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plantas de Biodiesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Eléctricas SP	0	-1	-1	-2	-2	0	0	0	0	0
Perdidas TyD eléctricas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoproductores	0	-21	-33	-45	-57	0	-14	-17	-18	-19
Total Transformación	0	-22	-34	-47	-60	0	-14	170	168	168
Statistical Differences	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Residencial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Público y Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo propio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transporte	896	1067	1206	1365	1547	896	1018	1111	1202	1303
No Energético	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Demanda	896	1067	1206	1365	1547	896	1018	1112	1203	1303

Fuente: resultados del modelo LEAP.

En el caso del Diesel se observa que en el año 2030, el 14% de la demanda interna será producida localmente a partir de la refinería planteada en el Escenario Alternativo.

Por su parte, en el caso de la Gasolina Motor, el 60% de la demanda interna de este derivado podría ser producido localmente en el año 2030, a partir de la refinería nacional.

CUADRO 5.2.2.6
EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE GASOLINA
(Ktep)

	<i>Tendencial</i>					<i>Alternativo</i>				
	2008	2015	2020	2025	2030	2008	2015	2020	2025	2030
Producción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importación	204	223	244	260	271	204	214	108	99	77
Exportación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variación de Stock	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Oferta Primaria	206	223	244	260	271	206	214	108	99	77
Carboneras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería de Petróleo	0	0	0	0	0	0	0	107	107	107
Plantas de Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Destilería de Alcohol	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plantas de Biodiesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Eléctricas SP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perdidas TyD eléctricas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoprodutores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Transformación	0	0	0	0	0	0	0	107	107	107
Statistical Differences	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Residencial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Público y Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industria	1	2	2	3	3	1	2	2	2	2
Consumo propio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transporte	204	221	242	258	268	204	212	213	203	181
No Energético	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Demanda	206	223	244	260	271	206	214	215	205	183

Fuente: resultados del modelo LEAP.

Con respecto al petróleo crudo, sólo se importaría en el Escenario Alternativo, a partir del año 2020, y el volumen a importar sería de 3,960,000 bbl por año.

5.2.2.4. Evolución de la Oferta y la Demanda de Gas Natural

En el siguiente cuadro se aprecia la evolución de la oferta y la demanda de Gas Natural durante el período 2008-2030, para el Escenario Alternativo, recordemos que sólo en este escenario se prevé la importación de dicho combustible.

La demanda máxima observada en el Escenario Alternativo, corresponde 1 Millón m³/día, de los cuales el 70% será utilizado en la Industria.

CUADRO 5.2.2.8
DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL
(En Millones m³/día)

Alternativo

	2008	2015	2020	2025	2030
Producción	0	0	0	0	0
Importación	0	0	0.2	0.7	1
Exportación	0	0	0	0	0
Variación de Stock	0	0	0	0	0
Oferta Primaria	0	0	0.2	0.7	1
Carboneras	0	0	0	0	0
Refinería de Petróleo	0	0	0	0	0
Plantas de Biogas	0	0	0	0	0
Destilería de Alcohol	0	0	0	0	0
Plantas de Biodiesel	0	0	0	0	0
Centrales Eléctricas SP	0	0	0	-0.1	-0.1
Perdidas TyD eléctricas	0	0	0	0	0
Autoprodutores	0	0	0	0	0
Total Transformación	0	0	0	-0.1	-0.1
Statistical Differences	0	0	0	0	0
Residencial	0	0	0	0.1	0.1
Comercial	0	0	0	0.1	0.1
Público y Otros	0	0	0	0	0
Industria	0	0	0.2	0.4	0.7
Consumo propio	0	0	0	0	0
Transporte	0	0	0	0.02	0.03
No Energético	0	0	0	0	0
Total Demanda	0	0	0.2	0.5	0.9

Fuente: resultados del modelo LEAP.

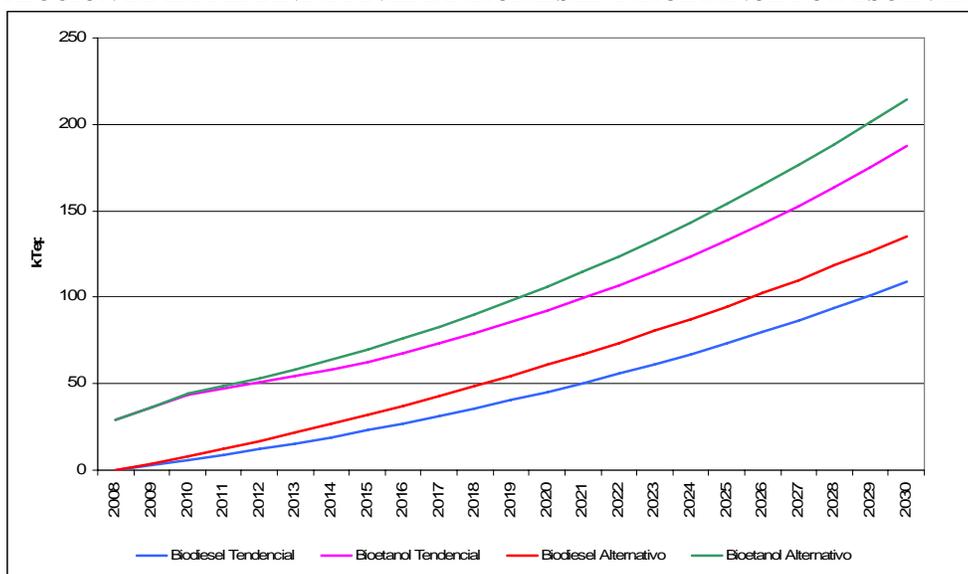
5.3. Prospectiva de la Demanda y el Abastecimiento de Biocombustibles

5.3.1. Demanda

Los biocombustibles se ya se utilizan en el año Base 2008 (etanol). La demanda acumulada de biocombustibles es un 19% superior en el escenario Alternativo respecto del Tendencial. En cuanto a su magnitud relativa a otras fuentes, el biodiesel sólo representa el 0.9% de la demanda final acumulada de energía en el escenario Tendencial, alcanzando el 1.2% en el escenario Alternativo. En el caso del bioetanol estos porcentajes son de 1.8% y 2.1% respectivamente.

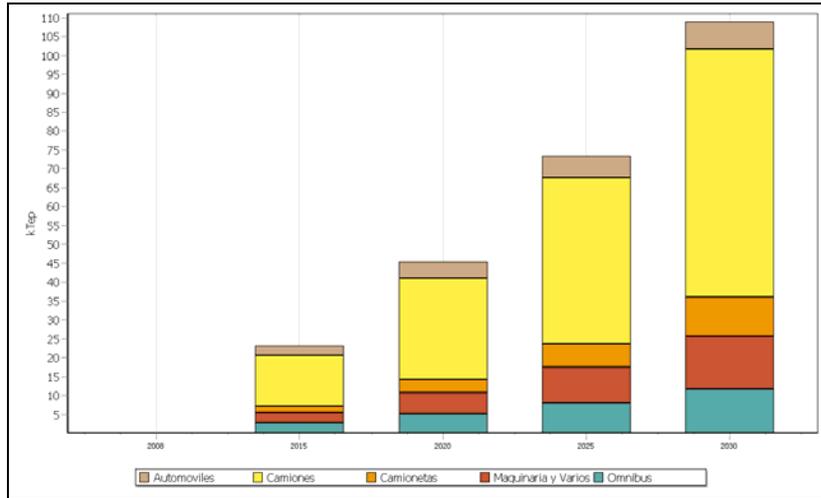
En el escenario Tendencial el 32.4% de la demanda final acumulada de biocombustibles corresponde al biodiesel y el 67.6% restante al bioetanol. En el escenario alternativo estos porcentajes son el 35.5% y 64.5% para el biodiesel y el bioetanol respectivamente.

GRÁFICO 5.3.1
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA FINAL DE BIODIESEL Y BIOETANOL POR ESCENARIO



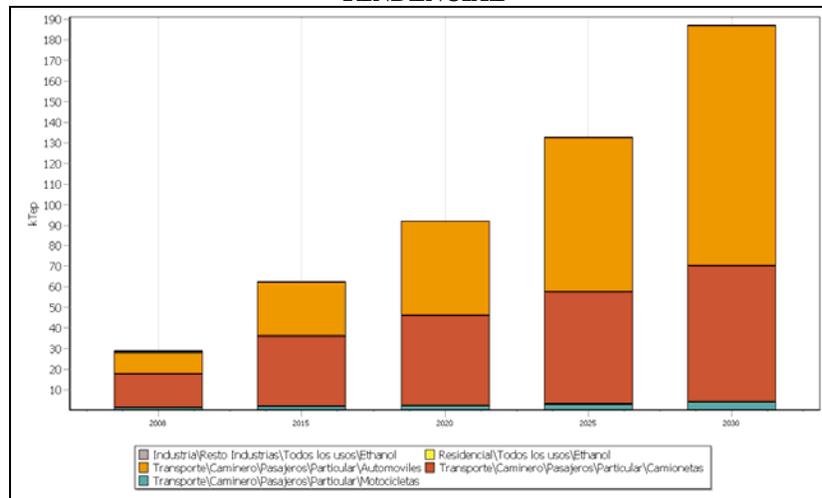
Fuente: resultados del modelo LEAP.

GRÁFICO 5.3.2
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA FINAL DE BIODIESEL POR SECTOR EN EL ESCENARIO TENDENCIAL



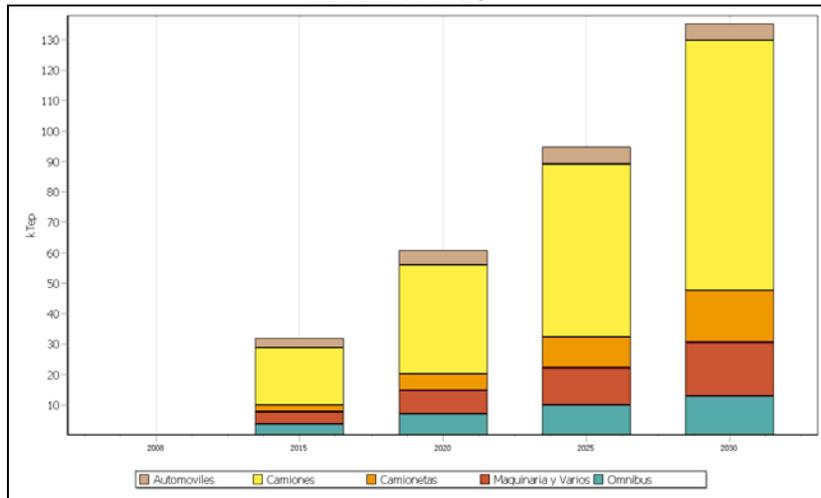
Fuente: resultados del modelo LEAP.

GRÁFICO 5.3.3
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA FINAL DE BIOETANOL POR SECTOR EN EL ESCENARIO TENDENCIAL



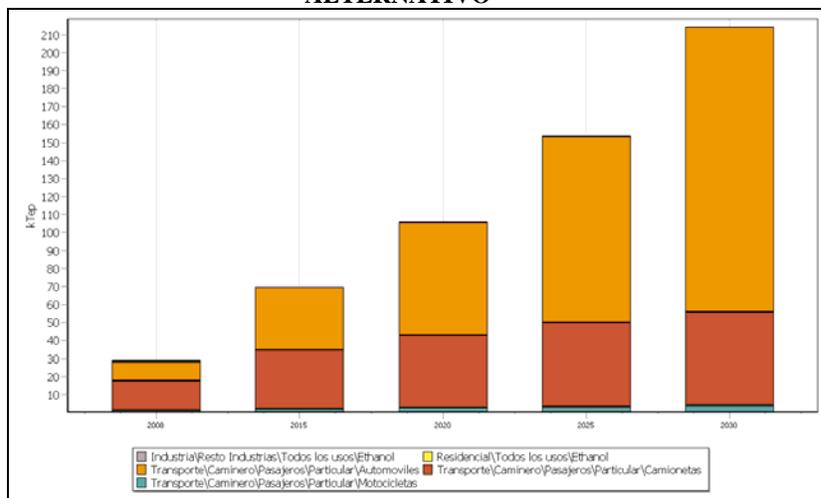
Fuente: resultados del modelo LEAP.

GRÁFICO 5.3.4
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA FINAL DE BIODIESEL POR SECTOR EN EL ESCENARIO ALTERNATIVO



Fuente: resultados del modelo LEAP.

GRÁFICO 5.3.5
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA FINAL DE BIOETANOL POR SECTOR EN EL ESCENARIO ALTERNATIVO



Fuente: resultados del modelo LEAP.

El 23.4% de la demanda acumulada de biocombustibles en el escenario Tendencial corresponde al biodiesel en el sector transporte de cargas, el 9% al biodiesel en transporte de pasajeros, el 67.2% al bioetanol en el sector transporte de pasajeros, y el 0.4% al bioetanol en residencial. En el escenario Alternativo estos porcentajes son 25.7%, 9.8%, 64.2%, y 0.3% de la demanda acumulada de biocombustibles respectivamente.

CUADRO 5.3.1
DEMANDA FINAL DE BIOETANOL Y BIODIESEL POR SUBSECTOR Y POR ESCENARIO
(kTep)

Sectores	2015		2020		2025		2030		Acumulado 2008-2030 (kTep)		Acumulado 2008-2030 (%)	
	Tendencial	Alternativo	Tendencial	Alternativo	Tendencial	Alternativo	Tendencial	Alternativo	Tendencial	Alternativo	Tendencial	Alternativo
Biodiesel	23.0	31.8	45.2	60.7	73.4	94.0	108.9	135.2	1,045.1	1,360.9	32.4%	35.5%
Transporte Caminero	23.0	31.8	45.2	60.7	73.4	94.0	108.9	135.2	1,045.1	1,360.9	32.4%	35.5%
Pasajeros	6.7	9.3	12.6	17.4	20.3	25.9	29.4	35.5	291.1	375.7	9.0%	9.8%
Colectivo	2.7	3.7	5.1	7.0	8.1	10.0	11.7	13.0	115.6	145.1	3.6%	3.8%
Particular	4.0	5.6	7.7	10.4	12.2	15.9	17.8	22.5	175.5	230.6	5.4%	6.0%
Cargas	16.4	22.5	32.4	43.4	53.1	68.9	79.4	99.7	754.1	985.2	23.4%	25.7%
Bioetanol	62.7	70.0	92.3	106.2	133.0	153.9	187.3	214.4	2,179.7	2,471.8	67.6%	64.5%
Industria	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8	0.8	0.0%	0.0%
Residencial	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	12.8	12.0	0.4%	0.3%
Transporte (Caminero Pasajeros Particular)	62.2	69.4	91.7	105.6	132.4	153.4	186.7	213.9	2,166.1	2,459.1	67.2%	64.2%
Total	85.8	101.8	137.5	166.9	206.4	248.7	296.1	349.6	3,224.8	3,832.8	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

Paraguay no registra exportaciones ni importaciones de Biocombustibles en ninguno de los escenarios.

5.3.2. Transformación y Abastecimiento

En el sector Transformación no se utiliza biodiesel ni bioetanol.

En relación al Abastecimiento de bioetanol, se estima que en el año 2030 se requerirá 353,000 m³ de etanol en el escenario tendencial y 405,000 m³ en el alternativo. Esto representa entre cerca de 4 plantas de procesamiento de una capacidad de 100,000m³/año. Para el biodiesel, se requerirán 120,000 t en el escenario tendencial y 149,000 en el alternativo, en el año 2030. Esto equivale a cerca de 1.5 plantas con una capacidad de producción de 100,000t/año.

Se realizó una estimación preliminar de las tierras necesarias para la producción de biodiesel y de bioetanol en cada escenario, de tal forma de ejemplificar la metodología de cálculo mediante el modelo LEAP. Para ello se utilizaron datos de productividad de biocombustible por hectárea típicos para las diversas materias primas, y se realizó una hipótesis en relación a su evolución en el tiempo y a la participación de cada materia prima en el abastecimiento de biocombustibles a futuro. En este ejemplo se asume que en el caso del biodiesel las materia primas serán las grasas animales (10% de la producción en el 2030), la palma aceitera (50% en el 2030), y la soja (40% en el 2030), mientras que para etanol será exclusivamente la caña de azúcar.

Con estas hipótesis, en el escenario tendencial la producción de biocombustibles en el año 2030 requeriría destinar cerca de 15,000 Has al cultivo de palma, 100,000 Has de soja, y 45,000 Has de Caña con fines energéticos. En el escenario alternativo los requerimientos de tierras se incrementan: 18,500 Has de palma, 124,000 Has de soja, y 52,000 Has de caña. La superficie requerida para la producción de biodiesel en el 2030 equivale a entre un 5% y un 6% de la superficie sembrada de soja en la campaña 2007/2008. En el caso del bioetanol, la superficie requerida al 2030 equivale a entre el 56% y el 65% de la superficie sembrada con caña en el año 2008.

GRÁFICO 5.3.
REQUERIMIENTO DE TIERRAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES EN EL
ESCENARIO TENDENCIAL

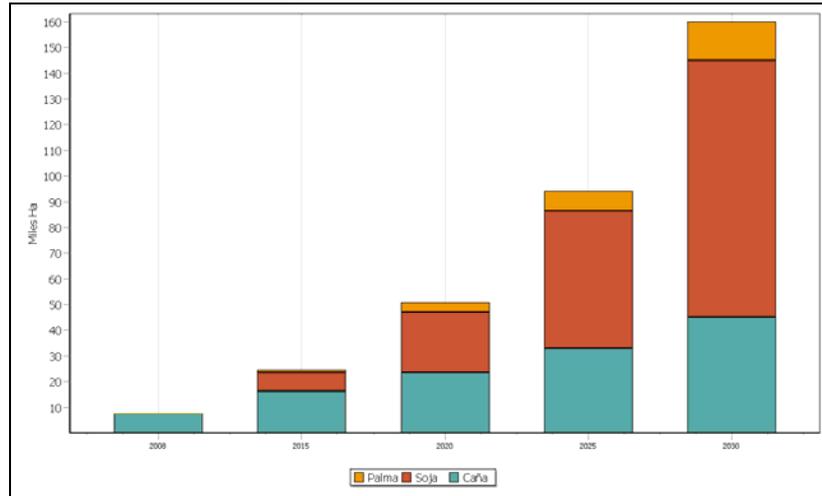
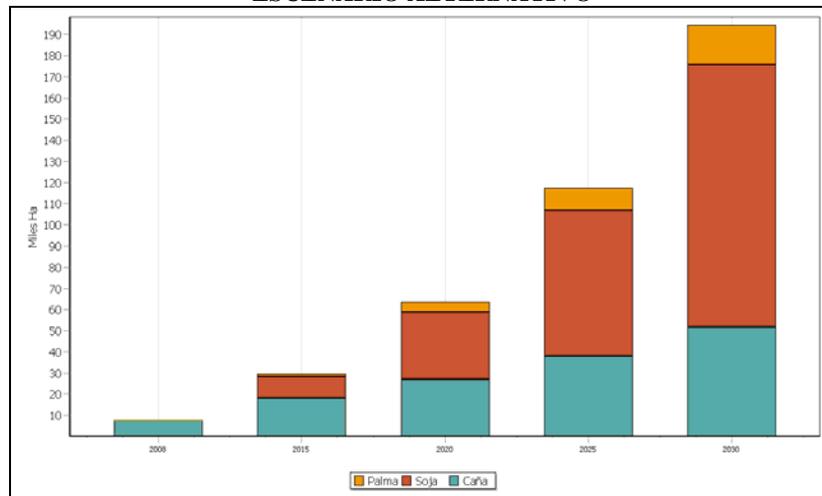


GRÁFICO 5.3.
REQUERIMIENTO DE TIERRAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES EN EL
ESCENARIO ALTERNATIVO

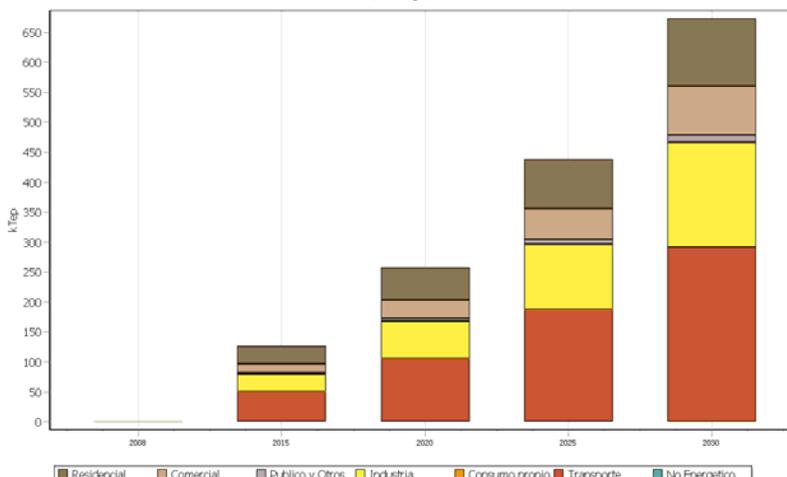


5.4. Ahorros entre escenarios

5.4.1. Demanda

Al año 2030 la diferencia en demanda de energía final entre ambos escenarios equivale a un 8.8% de la demanda del escenario tendencial (diferencia 672.7 kTep). En relación a la demanda acumulada, la diferencia equivale al 4.8% de la demanda acumulada en el escenario tendencial (diferencia 6,173.8 kTep).

GRÁFICO 5.4.1
AHORRO DE DEMANDA DE ENERGÍA FINAL ENTRE ESCENARIOS POR SECTOR,
TENDENCIAL – ALTERNATIVO
(kTep)



Fuente: Modelo LEAP.

CUADRO 5.4.1
AHORRO DE DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR SECTOR Y SUBSECTOR
(kTep)

Sector	Tendencial 2030 (kTep)	(Tendencial - Alternativo) 2030		2030 % s/total	Ahorro Acumulado 2008-2030	
		kTep	% s/Tend.		kTep	% s/total
Residencial	974.7	113.3	11.6%	16.8%	1,192.4	19.3%
Comercial	1143.5	80.8	7.1%	12.0%	730.4	11.8%
Público y otros	156.8	12.8	8.2%	1.9%	115.1	1.9%
Industria	3002.4	174.9	5.8%	26.0%	1,532.0	24.8%
Cemento	76.2	7.3	9.6%	1.1%	62.8	1.0%
Resto Industrias	2926.2	167.6	5.7%	24.9%	1,469.2	23.8%
Consumo Propio	51.2	-0.2	-0.4%	0.0%	6.0	0.1%
Transporte	2247.8	291.1	13.0%	43.3%	2,597.9	42.1%
Caminero	2116.5	283.2	13.4%	42.1%	2,541.9	41.2%
Pasajeros	931.3	136.6	14.7%	20.3%	1,161.5	18.8%
Particular	757.0	99.0	13.1%	14.7%	897.9	14.5%
Colectivo	174.3	37.6	21.6%	5.6%	263.6	4.3%
Cargas	1185.2	146.6	12.4%	21.8%	1,380.4	22.4%
Fluvial	31.7	1.7	5.4%	0.3%	11.6	0.2%
Aéreo	99.6	6.2	6.2%	0.9%	44.4	0.7%
Ferroviario	0.0	0.0	-	0.0%	-	0.0%
No Energético	92.9	0.0	0.0%	0.0%	-	0.0%
Total	7669.2	672.7	8.8%	100.0%	6173.8	100.0%

Fuente: Modelo LEAP.

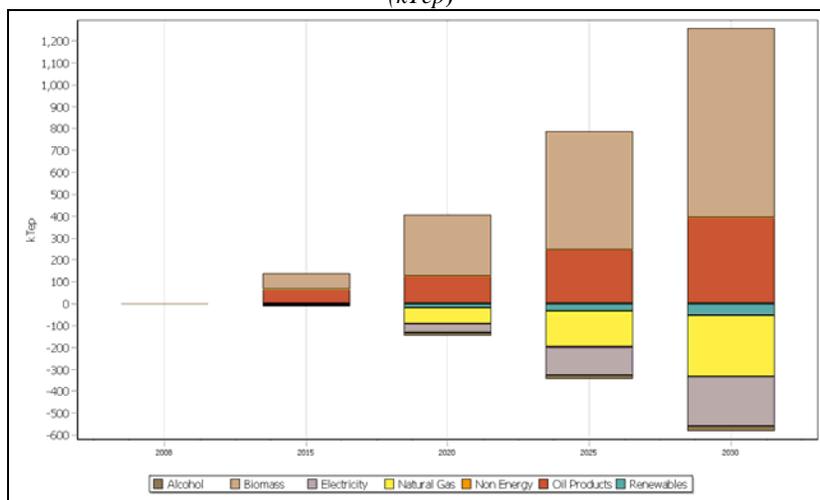
La mayor reducción en la demanda final acumulada de energía entre escenarios se observa en los sectores transporte (40.8% del ahorro acumulado), industrial (32.2%), y residencial (13.2%). Los principales subsectores son el transporte caminero de pasajeros (22.5% del ahorro acumulado), transporte caminero de cargas (15.9%), residencial urbano (11%), e industria del cemento (7.3%).

En relación al ahorro en la demanda final de energía por fuentes, el principal peso en el total ahorrado en el año 2030 lo tiene la reducción de la demanda de Diesel (29.6% del ahorro total), Gasolina (23%), Electricidad (13.1%), Carbón mineral (7.3%), y Leña (6.8%). Por otro lado, en el escenario alternativo se incrementa la demanda final de Biodiesel (5.5% del ahorro en el 2030), Solar (2.6%), Biogas (1.3%), y Eólica (0.2%). Respecto del ahorro acumulado, el 29.9% corresponde a la reducción en la demanda de Diesel, 26.2% Gasolina motor, 14.3% Electricidad, 7.6% Leña, y 6.8% Carbón mineral. El aumento de la demanda acumulada de Biodiesel representa el 6.7% del ahorro acumulado, y Solar 2.3%.

En el año 2030, el incremento de demanda final en el escenario alternativo respecto de la demanda final en el escenario tendencial es importante para Eólica (404% de aumento entre escenarios), Solar (278%), Biogas (185%), y Biodiesel (18.2%). Por otra parte, en el escenario Alternativo se reduce la

demanda de Petróleo (48.9%), Carbón de leña (31.6%), Fuel oil (31.4%), Gasolina (27.1%), Leña (25%), Coque (23%), GLP (18%), Diesel (16.1%), entre otros.

GRÁFICO 5.4.2
AHORRO DE DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES, TENDENCIAL – ALTERNATIVO
(kTep)



Fuente: Resultados del modelo LEAP.

CUADRO 5.4.2
AHORRO DE DEMANDA DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES
(kTep)

Fuente	Tendencial 2030 (kTep)	(Tendencial -Alternativo) 2030		2030 % s/total	Ahorro Acumulado 2008-2030	
		kTep	% s/Tend.		kTep	% s/total
Biodiesel	108.8	-26.4	-24.3%	-3.9%	-315.8	-5.1%
Biogas	13.7	-42.1	-307.3%	-6.3%	-229.5	-3.7%
Carbon Vegetal	285.0	102.6	36.0%	15.3%	849.7	13.8%
Diesel	1,547.4	244.2	15.8%	36.3%	2,282.2	37.0%
Electricidad	1,289.5	-225.9	-17.5%	-33.6%	-1,606.0	-26.0%
Etanol	187.3	-27.1	-14.5%	-4.0%	-292.1	-4.7%
Fuel Oil	73.4	4.8	6.5%	0.7%	-12.7	-0.2%
GLP	174.6	49.3	28.2%	7.3%	362.1	5.9%
Gas Natural	-	-278.5	-	-41.4%	-1,852.7	-30.0%
Gasolina aviacion	-	-	-	0.0%	-	0.0%
Gasolina motor	270.5	87.1	32.2%	12.9%	715.9	11.6%
Kerosene	2.3	0.6	26.1%	0.1%	4.4	0.1%
Kerosene aviacion	99.6	6.2	6.2%	0.9%	44.4	0.7%
Leña y biomasa	1,848.8	691.4	37.4%	102.8%	5,743.4	93.0%
No energetico	92.9	-	0.0%	0.0%	-	0.0%
Residuos Vegetales	1,656.9	139.8	8.4%	20.8%	893.2	14.5%
Solar	18.5	-48.6	-262.7%	-7.2%	-385.3	-6.2%
Eólica	-	-4.6	-	-0.7%	-27.5	-0.4%
Total	7,669.2	672.7	8.8%	100.0%	6,173.8	100.0%

Fuente: Modelo LEAP.

5.4.2. Transformación

Las salidas de energía acumuladas al año 2030 para los centros de producción de biodiesel y destilerías de etanol registran un incremento en el escenario Alternativo respecto del escenario Tendencial (47% y 36% de aumento respectivamente). Por su parte, las refinerías, centros asociados con el transporte y distribución de gas natural y las centrales eléctricas de servicio público presentan una reducción de salidas de energía acumuladas al año 2030. La mayor diferencia acumulada entre escenarios corresponde a las salidas de las refinerías (102 miles de Tcal menos en el escenario alternativo), y a las Centrales de Servicio Público (102 miles de Tcal menos).

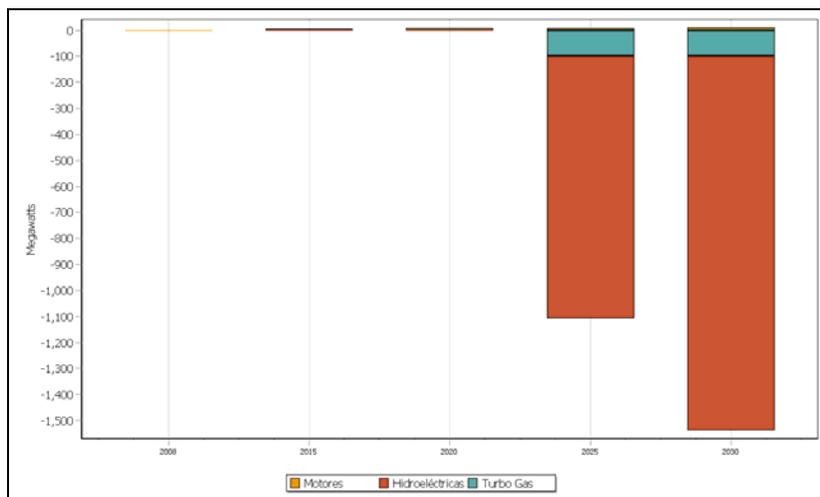
CUADRO 5.4.3
DIFERENCIA EN SALIDA DE ENERGÍA POR SECTOR ENTRE ESCENARIOS EN ETAPA DE TRANSFORMACIÓN

Sector	Tendencial 2030 (kTep)	(Tendencial - Alternativo) 2030		Ahorro Acumulado 2008-2030	
		kTep	% s/Tend.	kTep	% s/Tend.
Autoproductores	50.0	-1.6	-3.2%	-24.5	-4.1%
Perdidas TyD eléctricas	1,239.5	-224.3	-18.1%	-1,581.5	-8.2%
Centrales Eléctricas SP	4,853.1	-837.5	-17.3%	-5,519.2	-5.0%
Plantas de Biodiesel	108.9	-26.3	-24.2%	-315.8	-30.2%
Destilería de Alcohol	187.3	-27.1	-14.5%	-292.2	-13.4%
Plantas de Biogas	13.7	-42.0	-306.3%	-229.5	-320.5%
Refinería de Petróleo	-	-533.5	-	-5,868.2	-
Carboneras	579.1	102.6	17.7%	849.7	6.8%

Fuente: Resultados del modelo LEAP.

En el sector Generación Centrales de Servicio Público, la potencia instalada se comienza a diferenciar significativamente entre escenarios a partir del año 2020. Al año 2030 en el escenario alternativo respecto del tendencial se desplazan 2749 MW Hidro, 525MW CC Duales, 440MW TV Carbón y 109MW de motores en ZNI. La capacidad instalada total al año 2030 es 3475MW menor en el escenario Alternativo respecto del Tendencial. Relativo al escenario Tendencial, el mayor aumento en Capacidad se da en Eólica, seguida por TG duales, TV Biomasa, PCH, TG Biogas, Solar, y Geotérmica.

GRÁFICO 5.4.3
DIFERENCIA EN POTENCIA INSTALADA EN CENTRALES ELÉCTRICAS SP POR TIPO DE
CENTRAL ENTRE ESCENARIOS (TENDENCIAL-ALTERNATIVO)
(MW)



Fuente: Resultados del modelo LEAP.

CUADRO 5.4.4
DIFERENCIA EN POTENCIA INSTALADA EN CENTRALES ELÉCTRICAS SP POR TIPO DE
CENTRAL ENTRE ESCENARIOS
(MW)

Tipo de Central	Tendencial 2030 (MW)	(Tendencial - Alternativo) 2030		2030
		MW	% s/Tend.	% s/total
Motores	18	10	56.5%	-0.7%
Hidroeléctricas	8,960	-1,440	-	94.1%
Turbo Gas	-	-100	-	6.5%
Total	8,978	-1,530	-17.0%	100.0%

Fuente: Resultados del modelo LEAP.

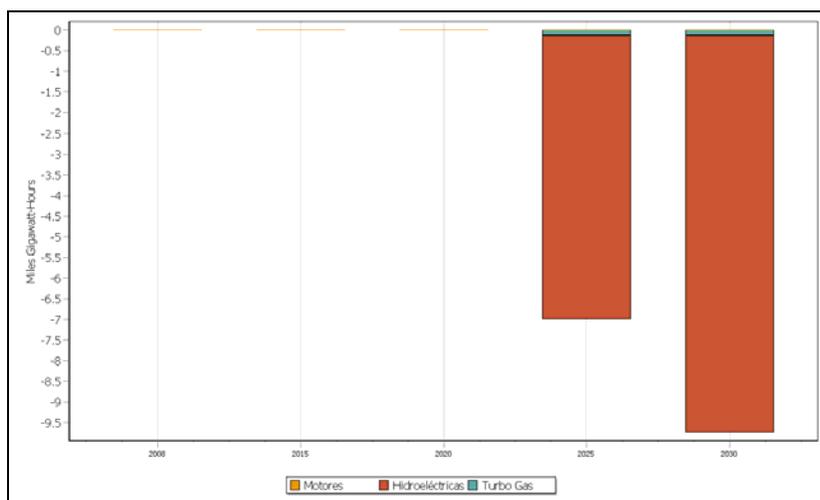
En relación a la generación en Centrales de Servicio Público, en el escenario Alternativo al año 2030 se generan 12,200GWh menos que en el escenario Tendencial (10.2% de la generación del escenario Tendencial en dicho año). El ahorro acumulado en la generación es de 118,609GWh. La mayor parte de la reducción de la generación se debe al desplazamiento de centrales Hidroeléctricas. Como consecuencia, el consumo de energía hidro se reduce en un 22.8% respecto del consumo en el año 2030 en el escenario Tendencial. Por su parte, el consumo de Carbón en el escenario Alternativo aumenta un 35% respecto del escenario tendencial en dicho año. El ahorro acumulado de energía Hidro es de 186,100Tcal y de Gas Natural 51,300Tcal. El incremento acumulado de consumo de Carbón es de 155,900Tcal. El ahorro neto de energéticos utilizados para generación SP es de 56,300Tcal.

CUADRO 5.4.5
DIFERENCIA EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN CENTRALES ELÉCTRICAS SP POR
TIPO DE CENTRAL ENTRE ESCENARIOS
(GWh)

Tipo de Central	Tendencial 2030 (GWh)	(Tendencial -Alternativo) 2030		2030	Ahorro Acumulado 2008-2030	
		GWh	% s/Tend.		% s/total	GWh
Motores	8	8	100.0%	-0.1%	76	-0.1%
Hidroeléctricas	56,434	-9,616	-	98.7%	-63,213	98.5%
Turbo Gas	-	-131	-	1.3%	-1,051	1.6%
Total	56,442	-9,740	-17.3%	100.0%	-64,188	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

GRÁFICO 5.4.4
DIFERENCIA EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN CENTRALES ELÉCTRICAS SP POR
TIPO DE CENTRAL ENTRE ESCENARIOS, TENDENCIAL - ALTERNATIVO
(miles GWh)



Fuente: Resultados del modelo LEAP.

CUADRO 5.4.6
DIFERENCIA EN CONSUMO DE ENERGÉTICOS EN CENTRALES ELÉCTRICAS SP POR
FUENTE ENTRE ESCENARIOS
(kTep)

Tipo de Central	Tendencial 2030 (kTep)	(Tendencial -Alternativo) 2030		2030	Ahorro Acumulado 2008-2030	
		kTep	% s/Tend.		% s/total	kTep
Diesel	2.3	2.3	100.0%	-0.2%	21.8	-0.3%
Gas Natural	-	-37.7	-	3.8%	-301.3	4.5%
Hydro	5,679.1	-967.7	-	96.5%	-6,361.2	95.8%
Total	5,681.3	-1,003.1	-17.7%	100.0%	-6,640.7	100.0%

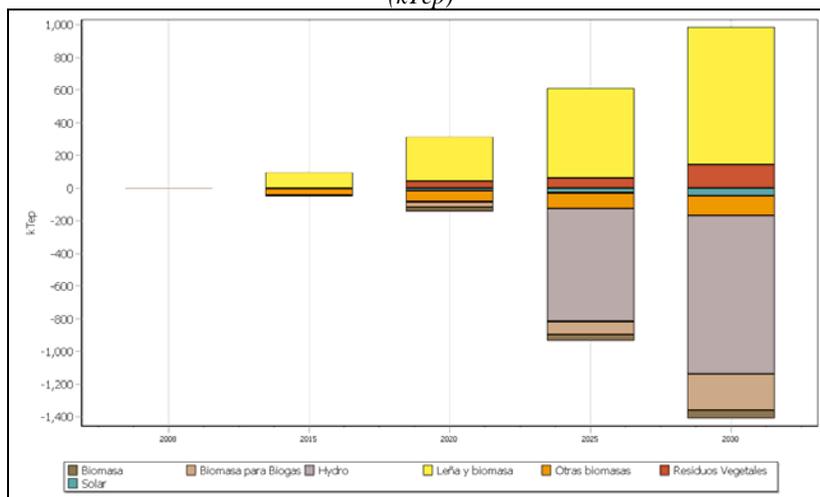
Fuente: resultados del modelo LEAP.

5.4.3. Recursos

El principal ahorro de recursos primarios corresponde al recurso leña, con un ahorro acumulado de 6,993 kTep. Adicionalmente, se ahorran 893 kTep de Residuos de Vegetales. El aumento neto de requerimientos de recursos primarios acumulados en el escenario Alternativo respecto al Tendencial es de 10,220 kTep. Los principales incrementos corresponden a hidro, petróleo, gas natural, biomasa para biocombustibles (biodiesel, etanol, y biogas) y en menor medida biomasa para autoprodutores, solar y eólica. En el año 2030 el aumento representa el 12% del requerimiento de recursos primarios del escenario Tendencial.

GRÁFICO 5.4.5

**DIFERENCIA EN REQUERIMIENTOS DE RECURSOS PRIMARIOS ENTRE ESCENARIOS,
ALTERNATIVO - TENDENCIAL**
(kTep)



Fuente: Resultados del modelo LEAP.

CUADRO 5.4.7
DIFERENCIA EN REQUERIMIENTOS DE RECURSOS PRIMARIOS ENTRE ESCENARIOS
(kTep)

Fuente	Tendencial 2030 (kTep)	(Tendencial-Alternativo) 2030		2030	Ahorro Acumulado 2008-2030	
		kTep	% s/Tend.	% s/total	kTep	% s/total
Biomasa	55.2	-50.7	-91.9%	3.9%	-507.4	5.0%
Biomasa para Biogas	72.2	-221.2	-306.2%	17.0%	-1,208.0	11.8%
Gas Natural		-316.2		24.3%	-2,154.0	21.1%
Hydro	5,679.1	-967.7	-17.0%	74.5%	-6,361.2	62.2%
Leña y biomasa	2,700.5	842.2	31.2%	-64.8%	6,993.0	-68.4%
Otras biomosas	629.0	-122.4	-19.5%	9.4%	-1,413.3	13.8%
Petroleo Crudo		-550.0		42.3%	-6,049.7	59.2%
Residuos Vegetales	1,656.9	139.8	8.4%	-10.8%	893.2	-8.7%
Solar	18.5	-48.6	-263.0%	3.7%	-385.3	3.8%
Wind		-4.6		0.4%	-27.5	0.3%
Total	10,811.5	-1,299.3	-12.0%	100.0%	-10,220.1	100.0%

Fuente: Resultados del modelo LEAP.

En relación a los recursos secundarios, existe también una reducción neta de los requerimientos acumulados entre escenarios de 3,286 kTep. La mayor parte del ahorro corresponde a la reducción del requerimiento de Diesel Oil (2,669 kTep), Carbón Vegetal (850 kTep), Gasolina Motor (716 kTep), Gas Licuado (362 kTep), Fuel Oil 133 kTep, y Kerosene 49 kTep. Por otra parte, se incrementan los requerimientos acumulados de Electricidad (654 kTep), Biodiesel (316 kTep), Bioetanol (292 kTep), y Biogas (230 kTep).

CUADRO 5.4.8
DIFERENCIA EN REQUERIMIENTOS DOMÉSTICOS DE RECURSOS SECUNDARIOS ENTRE
ESCENARIOS
(kTep)

Fuente	Tendencia 2030 (kTep)	(Tendencia-Alternativo) 2030		2030 % s/total	Ahorro Acumulado 2008-2030	
		kTep	% s/Tend.		kTep	% s/total
Biodiesel	108.9	-26.3	-24.2%	-8.3%	-315.8	-9.6%
Biogas	13.7	-42.0	-306.3%	-13.2%	-229.5	-7.0%
Carbon Vegetal	285.0	102.6	36.0%	32.2%	849.7	25.9%
Diesel	1,607.0	284.7	17.7%	89.3%	2,668.5	81.2%
Electricidad	1,867.3	-136.1	-7.3%	-42.7%	-654.1	-19.9%
Ethanol	187.3	-27.1	-14.5%	-8.5%	-292.2	-8.9%
Fuel Oil	95.7	20.0	20.9%	6.3%	132.6	4.0%
Gasolina motor	270.5	87.1	32.2%	27.3%	716.0	21.8%
Gas Licuado	174.6	49.3	28.2%	15.5%	362.1	11.0%
Kerosene	101.9	6.7	6.6%	2.1%	48.9	1.5%
Total	4,711.8	318.7	6.8%	100.0%	3,286.2	100.0%

Fuente: Resultados del modelo LEAP.

6. Evolución de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

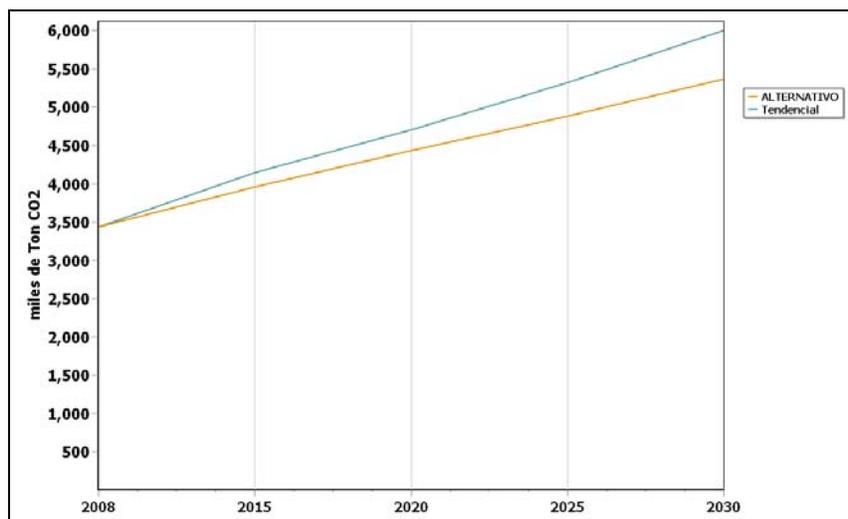
En el presente capítulo se efectúa un análisis sobre la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector energía (oferta y demanda). A los efectos de calcular dichas emisiones, se han utilizado los factores de emisión por defecto del IPCC²⁹ de nivel 1, para los siguientes gases: CO₂ (dióxido de carbono), CH₄ (metano) y N₂O (óxido nitroso). A los efectos de sumar las toneladas emitidas de cada uno de los gases, éstas se han convertido a toneladas de CO₂ equivalente, utilizando para ello el poder de calentamiento global propuesto por el IPCC, el cual considera un tiempo de integración de 100 años. Por otra parte, han sido también estimadas las emisiones de CO₂ de origen biogénico (provenientes de la quema de la biomasa), las cuales según las directrices para la elaboración de los inventarios de gases de efecto invernadero elaboradas por el IPCC, se deben calcular pero no sumar junto a las emisiones del sector energía, para evitar la doble contabilización, pues éstas se consideran dentro del sector uso del suelo y cambio de uso del suelo.

Se aprecia que en el caso del Escenario Tendencial, dichas emisiones se incrementarán a una tasa anual del 2.6%, mientras que el Alternativo la tasa será del 2.0% a.a.. El ahorro de emisiones en el 2030 será de 638,000 de ton CO₂ eq., equivalente al 19% de las emisiones del 2008. Las emisiones acumuladas ahorradas alcanzan los 6.7 millones de ton CO₂ eq., equivalente a casi 2 años de las emisiones registradas en el 2008. El ahorro de emisiones al año 2030 entre escenarios es del 11%.

Cabe destacar que en caso del Escenario Tendencial, las emisiones específicas (medidas a través del cociente entre las emisiones totales del sector energía y el consumo final de energía), disminuyen a una tasa del -0.54% a.a., pasando de 0.88 ton CO₂ eq./Tep en el 2008 a 0.78 ton CO₂ eq./Tep en el 2030 en el Tendencial. Mientras que en el Alternativo disminuye al -0.65% a.a., ubicándose en el 2030 en 0.77 ton CO₂ eq./Tep. Por lo tanto, se aprecia en ambos escenarios un proceso de descarbonización.

²⁹ IPCC: Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático.

GRÁFICO 6.1
EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO
(En miles de toneladas equivalentes de CO₂)



Fuente: Resultados del modelo LEAP.

En el siguiente cuadro se presenta la evolución de las emisiones GEI por escenario. Se aprecia que en el año 2008, el principal sector emisor fue el Transporte con el 79.7% de las emisiones, seguido por el Comercial con el 7.8%. En el 2030, para el Tendencial, esta situación se mantendrá, sin embargo el peso del Transporte será un poco menor que el observado en el año base, debido a las mayores emisiones provenientes de la Industria.

Por su parte en el Escenario Alternativo, el peso de las emisiones del Transporte será aún menor (debido a las medidas de eficiencia energética planteadas en el sector y la penetración de medios de transporte masivo de pasajeros propulsados por Electricidad).

CUADRO 6.1
EVOLUCIÓN EMISIONES GEI POR SUBSECTOR DENTRO DEL SECTOR ENERGÍA

	2008		2030					
	kTon CO ₂ eq.	%	Tendencial kTon CO ₂ eq.	Tasa %a.a.	Alternativo kTon CO ₂ eq.	Tasa %a.a.	Tendencial %	Alternativo %
Autoproductores	0	0.0%	179	N/D	67	N/D	3.0%	1.2%
Centrales Eléctricas SP	0	0.0%	7	15.3%	0	-5.8%	0.1%	0.0%
Comercial	269	7.8%	500	2.9%	382	1.6%	8.3%	7.1%
Industria	200	5.8%	465	3.9%	872	6.9%	7.7%	16.3%
Publico y Otros	1	0.0%	2	2.9%	12	10.8%	0.0%	0.2%
Residencial	229	6.6%	258	0.6%	239	0.2%	4.3%	4.5%
Transporte	2,739	79.7%	4,593	2.4%	3,794	1.5%	76.5%	70.7%
TOTAL	3,438	100.0%	6,004	2.6%	5,366	2.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Resultados del modelo LEAP.

Con relación a las fuentes energéticas que presentan la mayor responsabilidad en las emisiones GEI, se aprecia que en el 2008 el Diesel era responsable del 69.1% de las emisiones, seguido por la Gasolina Motor con el 10.6% y la Leña y Biomasa con el 9.1%.

En ambos escenarios, a pesar de la penetración de la Electricidad, Biocombustibles y el Gas Natural, seguirán siendo esos los principales responsables de las emisiones GEI en el 2030.

CUADRO 6.2
EVOLUCIÓN EMISIONES GEI POR FUENTE ENERGÉTICA

	2008		2030					
			Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
	kTon CO2eq.	%	kTon CO2eq.	%a.a.	kTon CO2eq.	%a.a.	%	%
Bagazo	0	0.0%	7	N/D	9	N/D	0.1%	0.2%
Biomasa	0	0.0%	4	N/D	8	N/D	0.1%	0.2%
Carbon Vegetal	45	1.3%	62	1.5%	40	-0.5%	1.0%	0.7%
Diesel	2,374	69.1%	4,280	N/D	3,509	N/D	71.3%	65.4%
Ethanol	1	0.0%	6	9.0%	7	9.7%	0.1%	0.1%
Fuel Oil	97	2.8%	238	4.1%	176	2.7%	4.0%	3.3%
GLP	193	5.6%	365	2.9%	285	1.8%	6.1%	5.3%
Gas Natural	0	0.0%	0	N/D	628	N/D	0.0%	11.7%
Gasolina motor	363	10.6%	476	1.2%	323	-0.5%	7.9%	6.0%
Kerosene	5	0.1%	7	1.6%	5	0.3%	0.1%	0.1%
Kerosene aviacion	1	0.0%	5	7.6%	5	7.3%	0.1%	0.1%
Leña y biomasa	313	9.1%	424	1.4%	253	-1.0%	7.1%	4.7%
Gasolina	45	1.3%	130	4.9%	119	4.5%	2.2%	2.2%
Total	3,438	100.0%	6,004	2.6%	5,366	2.0%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

Asimismo, resulta importante destacar que los combustibles provenientes de la biomasa (tales como los biocombustibles o la leña, entre otros), emiten gases de efecto invernadero, pero siguiendo las directrices del IPCC, en el sector energía sólo se computan las emisiones de otros gases distintos al CO₂. Adicionalmente, en el caso de los biocombustibles el factor de emisión de gases de efecto invernadero, incluye las emisiones provenientes de los procesos de elaboración de dichos combustibles.

Por último, se presenta la evolución de las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de la biomasa (Leña y bagazo, bioetanol, etc.) en el sector energía.

CUADRO 6.3.
EVOLUCIÓN EMISIONES CO2 PROVENIENTES DE LA QUEMA DE LA BIOMASA

	2008		2030					
			Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
	kTon CO2eq.	%	kTon CO2eq.	%a.a.	kTon CO2eq.	%a.a.	%	%
Bagazo	0	0.0%	78	N/D	97	N/D	0.5%	0.8%
Biomasa	0	0.0%	253	N/D	486	N/D	1.6%	3.8%
Carbon Vegetal	947	11.9%	1,307	1.5%	837	-0.6%	8.5%	6.6%
Bioetanol	7	0.1%	47	N/D	54	N/D	0.3%	0.4%
Leña y biomasa	4,354	54.8%	6,144	1.6%	4,280	-0.1%	39.8%	33.7%
Residuos Vegetales	2,643	33.2%	7,600	4.9%	6,959	4.5%	49.3%	54.7%
Total	7,951	100.0%	15,430	3.1%	12,713	2.2%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

Se observa en el cuadro que las emisiones provenientes del uso de Bioetanol representará en el 2030 (Escenario Tendencial), el 0.3% de las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa, y en el Alternativo el 0.4%.

7. Conclusiones

En el presente trabajo se analizan y presentan los resultados de la prospectiva energética **exploratoria** al año 2030 elaborada para Paraguay, a partir de la aplicación de la técnica de escenarios y el modelo LEAP.

Tal como se describiera al inicio del estudio, los resultados aquí expuestos, son consecuencia de haber aplicado esta metodología bajo un conjunto de hipótesis elaboradas por los consultores, en base a los resultados de las entrevistas efectuadas en Paraguay con actores claves del sector, junto a la información secundaria aportada por CEPAL y el Vice Ministerio de Energía de dicho país.

Por lo tanto, los resultados aquí presentados no pretenden reflejar las consecuencias de un determinado plan energético nacional, sino que reflejan las consecuencias de las principales hipótesis utilizadas, a fin de contar con una aplicación concreta del modelo LEAP a modo de caso de estudio para Paraguay, para la posterior capacitación de cuadros técnicos nacionales.

A continuación se destacan los principales resultados y conclusiones de la prospectiva:

- El consumo neto total de energía estimado para el Escenario Tendencial, a partir de la aplicación del Modelo LEAP para Paraguay, se ubicará en 7,669 KTep en el año 2030, mientras que en el 2008 se ubicaba en 3,896 KTep. Esto implica una tasa promedio anual de crecimiento del 3.1%; mientras que en el Escenario Alternativo, el crecimiento del consumo de energía será menor debido a las medidas de eficiencia energética y sustitución consideradas, llegando en el 2030 a 6,996 KTep, o sea a una tasa promedio anual del 2.7%. El ahorro al 2030 entre escenarios se ubica en el 9%.
- Considerando que la evolución del PIB tendrá un crecimiento promedio anual del 4.1%, las elasticidades del consumo de energía respecto al PIB dan valores de 0.76 y 0.66 para los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.
- De los sectores del consumo final, el de mayor crecimiento en el Escenario Tendencial y Alternativo será el Industrial, dado que es el sector de mayor dinamismo en el escenario Socioeconómico.
- Los mayores incrementos de las principales fuentes energéticas dentro del Escenario Tendencial se verifican en el caso del Bioetanol (8.9% a.a.), Kerosene Aviación (7.6% a.a.), Residuos Vegetales (4.9% a.a.) y Electricidad (4.1% a.a.). Por su parte, la Leña y la Gasolina Motor presentan relativamente bajas (1.7% a.a. y 1.3% a.a.), a consecuencia de un proceso de sustitución de estas fuentes.
- Agrupando los energéticos en: Derivados de Petróleo, Gas Natural, Electricidad, Biomasa y otros, se aprecia que tanto en el Escenario Tendencial como en el Alternativo, habrá una menor dependencia de los derivados de petróleo, (3.4 puntos porcentuales menos en el 2030 con respecto al 2008 en el Tendencial y 6.2 puntos en el Alternativo). Por su parte se observa un aumento en la participación del Gas Natural y la Electricidad en el Alternativo.
- En cuanto a los biocombustibles, se aprecia un importante crecimiento en la demanda de Biodiesel y Bioetanol en ambos escenarios. En el Tendencial, debido a la mezcla que plantea el escenario energético (en el 2030 un 39% en volumen la mezcla con Bioetanol y un 7% en volumen la mezcla con Biodiesel), se aprecia que el Bioetanol tomará el 8.3% del mercado de combustibles y el Biodiesel el 4.8%. En el caso del Alternativo, los porcentajes de mezclas alcanzan en el 2030 el 46% de Bioetanol y el 10% de Biodiesel, con lo cual el porcentaje de Bioetanol sobre el total de combustibles consumidos en dicho año alcanzará el 10.9%, mientras que en el caso de Biodiesel se ubicará en el 6.9%.

- La mayor reducción en la demanda final acumulada de energía entre escenarios se observa en los sectores transporte (40.8% del ahorro acumulado), industrial (32.2%), y residencial (13.2%). Los principales subsectores son el transporte caminero de pasajeros (22.5% del ahorro acumulado), transporte caminero de cargas (15.9%), residencial urbano (11%), e industria del cemento (7.3%).
- En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, se aprecia que en el caso del Escenario Tendencial, dichas emisiones se incrementarán a una tasa anual del 2.6%, mientras que el Alternativo la tasa será del 2.0% a.a.. El ahorro de emisiones en el 2030 será de 638,000 de ton CO₂ eq., equivalente al 19% de las emisiones del 2008. Las emisiones acumuladas ahorradas alcanzan los 6.7 millones de ton CO₂ eq., equivalente a casi 2 años de las emisiones registradas en el 2008. El ahorro de emisiones al año 2030 entre escenarios es del 11%.
- Cabe destacar que en caso del Escenario Tendencial, las emisiones específicas (medidas a través del cociente entre las emisiones totales del sector energía y el consumo final de energía), disminuyen a una tasa del -0.54% a.a., pasando de 0.88 ton CO₂ eq./Tep en el 2008 a 0.78 ton CO₂ eq./Tep en el 2030 en el Tendencial. Mientras que en el Alternativo disminuye al -0.65% a.a., ubicándose en el 2030 en 0.77 ton CO₂ eq./Tep. Por lo tanto, se aprecia en ambos escenarios un proceso de descarbonización.
- En cuanto al abastecimiento del sector eléctrico, la evolución de la potencia instalada difiere notablemente en ambos escenarios. Mientras que en el escenario Tendencial permanece prácticamente constante en el escenario Alternativo evoluciona al 0.72 % a.a., llegando a 10500 MW en el año horizonte. La expansión del escenario alternativo es hidroeléctrica a partir de la incorporación progresiva de Corpus Christi, adicionando 1440 MW para el Paraguay.
- Sólo en el Escenario Alternativo se plantea la posibilidad de expansión de la capacidad de refinación de la Refinería de Villa Elisa. En el Escenario Tendencial se consideró que dicha refinería seguirá inactiva. En tal sentido, se introdujo en LEAP la estructura de producción de derivados correspondiente a una destilería que en el 2020 estaría en condiciones de procesar 10,800 bbl/día. Cabe recordar que actualmente la refinería de Villa Elisa (la que no se encuentra en producción), posee una capacidad de procesamiento de 7,500 bbl/día.
- En el caso del Diesel se observa que en el año 2030, el 14% de la demanda interna será producida localmente a partir de la refinería planteada en el Escenario Alternativo. Por su parte, en el caso de la Gasolina Motor, el 60% de la demanda interna de este derivado podría ser producido localmente en el año 2030, a partir de la refinería nacional.
- En cuanto al Gas Natural, la demanda máxima observada en el Escenario Alternativo (en el Tendencial no se supuso el ingreso de este energético), corresponde a 1 millón de m³/día al año 2030, siendo la Industria la responsable del 70% de dicha demanda.
- En relación al Abastecimiento de bioetanol, se estima que en el año 2030 se requerirá 353,000 m³ de etanol en el escenario tendencial y 405,000 m³ en el alternativo. Esto representa entre cerca de 4 plantas de procesamiento de una capacidad de 100,000m³/año. Para el biodiesel, se requerirán 120,000 t en el escenario tendencial y 149,000 en el alternativo, en el año 2030. Esto equivale a cerca de 1.5 plantas con una capacidad de producción de 100,000t/año.
- En el escenario Tendencial la producción de biocombustibles en el año 2030 requeriría destinar cerca de 15,000 Has al cultivo de palma, 100,000 Has de soja, y 45,000 Has de Caña con fines energéticos. En el escenario Alternativo los requerimientos de tierras se incrementan: 18,500 Has de palma, 124,000 Has de soja, y 52,000 Has de caña. La superficie requerida para la producción de biodiesel en el 2030 equivale a entre un 5% y un 6% de la superficie sembrada de soja en la campaña 2007/2008. En el caso del bioetanol, la superficie requerida al 2030 equivale a entre el 56% y el 65% de la superficie sembrada con caña en el año 2008, respectivamente en cada escenario.
- El principal ahorro de recursos primarios corresponde al recurso leña, con un ahorro acumulado de 6,993 kTep. Adicionalmente, se ahorran 893 kTep de Residuos de Vegetales. El aumento neto de requerimientos de recursos primarios acumulados en el escenario Alternativo

respecto al Tendencial es de 10,220 kTep. Los principales incrementos corresponden a hidro, petróleo, gas natural, biomasa para biocombustibles (biodiesel, etanol, y biogas) y en menor medida biomasa para autoprodutores, solar y eólica.

- En relación a los recursos secundarios, existe también una reducción neta de los requerimientos acumulados entre escenarios de 3,286 kTep. La mayor parte del ahorro corresponde a la reducción del requerimiento de Diesel Oil (2,669 kTep), Carbón Vegetal (850 kTep), Gasolina Motor (716 kTep), Gas Licuado (362 kTep), Fuel Oil 133 kTep, y Kerosene 49 kTep. Por otra parte, se incrementan los requerimientos acumulados de Electricidad (654 kTep), Biodiesel (316 kTep), Bioetanol (292 kTep), y Biogas (230 kTep).

8. BIBLIOGRAFIA

- ANDE, Plan Maestro de Generación, Transmisión y Distribución, Período 2009-2018.
- Brugman, MAVDT- CONPES 3344
- Buitrago Gómez, Cesar Augusto, Dirección De Desarrollo Sectorial Sostenible, “Visión Ambiental, Expansión de la Generación con Carbón”, I Jornadas Ambientales Sector Eléctrico. Acolgen, Bogotá, Mayo 14 De 2009
- Diesel Engine Design Academy, 1999.
- ESENER S. A., “Análisis del Potencial de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico de la República Argentina. Parte I: La Eficiencia Energética”, Marzo 2006.
- Gómez Gande, Luis Eficiencia Energética Plantas Propulsoras. Sevilla, 30 de octubre 2000.
- IDEA, España, Técnicas de Conservación Energética en la Industria, Tomo I Fundamentos y Ahorros en Operaciones, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IEA (International Energy Agency) dependiente de la OCDE, “Energy Technologies Perspectives - 2008”, 2009, Paris, Francia.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE España) *Técnicas de Conservación Energética en la Industria, Tomo I Fundamentos y Ahorros en Operaciones.*
- J.Dargay, D. Gatley and M. Sommer, Energy Policy, “Vehicle Ownership and Income Growth”, Enero 2007.
- L. Juanicó, A.D. González y S. Gortari, “Mejora en la eficiencia de calefactores a gas de tiro balanceado”, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 10, 2006
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Dirección de Ecosistemas. Grupo de Recurso Hídrico República de Paraguay. “Comunicación Nacional y en Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico”, 2010.
- Perry's Chemical Engineers' Handbook, Sixth Edition, Table 20-14 Representative Materials Dried in Direct-Heat Rotatory Dryers.
- Phelan, E.- Swanson, J.- Chiriach, F. – Chiriach, V. “Designing a mesoscale vapor-compression refrigerator for cooling high-power microelectronics”, 2004
- POCH, Tercer Informe de Avance “Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para Chile en el Sector Energía”, 16 de marzo de 2010.
- RENFE, Impacto Ambiental y Eficiencia energética en el Transporte de Cercanías de RENFE operador, España, 27 de junio 2008.

Sitios WEB consultados:

<http://www.dgeec.gov.py/>

<http://www.ssme.gov.py/>

<http://www.ande.gov.py/>

<http://www.itaipu.gov.py/es>

<http://www.unesco.org.uy/phi/libros/obrashidraul/Cap6-b.html>

http://www.ine.gob.mx/dgicur/calair/descargas/informe_estufas_piloto_mz_lrb_final.pdf

www.mmjsrl.com.ar

Anexo 1: Participación de las Fuentes Energéticas en cada Sector de Consumo para el Año Base -2008- y para el año 2010 para los Escenarios Alternativo y Tendencial

Con negrita se identificará a las fuentes que penetran o que prácticamente no modifican su participación

1. Sector Residencial

Cuadro A1.1

Año	Leña	Carbón Vegetal	Gas licuado	Kero / Jet fuel	Alcohol	Electricidad	Solar	GN	TOTAL
2008	65,91	10,97	1,86	0,13	0,07	21,06	0,00	0,00	100,00
2030 Escenario Tendencial	57,82	8,90	1,80	0,10	0,06	30,93	0,39	0,00	100,00
2030 Escenario Alternativo	46,42	6,76	1,71	0,10	0,06	41,44	1,03	2,49	100,00

Fuente: Elaboración Propia

2. Sector Comercial

Cuadro A1.2

Año	Leña	Carbón Vegetal	Gas licuado	Electricidad	Solar	GN	TOTAL
2008	54,49	9,70	9,86	25,94			100
2030 Escenario Tendencial	43,98	8,44	10,19	36,25	1,15	0,00	100
2030 Escenario Alternativo	20,61	5,24	8,48	58,31	5,09	2,27	100

Fuente: Elaboración Propia

3. Sector Cemento

Cuadro A1.3

Año	Diesel	Fuel oil	Electricidad	Biodiesel	GN	TOTAL
2008	0	86,60	13,40	0	0	100
2030 Escenario Tendencial	0,00	84,76	15,24	0,00	0,00	100
2030 Escenario Alternativo	0,00	69,97	17,95	0,00	12,08	100

Fuente: Elaboración Propia

4. Sector Resto Industrias

Cuadro A1.4

Año	Leña	Residuos vegetales	Carbón Vegetal	Gas licuado	Gasolina Motor	Kero / Jet fuel	Diesel	Fuel oil	Alcohol	Electricidad	GN	BIOGAS	EOLICA	TOTAL
2008	36,33	47,04	5,44	0,13	0,12	0,05	0,00	0,40	0,04	10,45	0	0	0	100
2030 Escenario Tendencial	26,51	56,62	3,48	0,10	0,10	0,04	0,00	0,30	0,00	12,38	0,00	0,47	0,00	100
2030 Escenario Alternativo	19,33	55,00	2,49	0,08	0,07	0,03	0,00	0,23	0,00	13,02	7,58	2,02	0,17	100

Fuente: Elaboración Propia

5. Sector Público y Otros

Cuadro A1.5

Año	Leña	Electricidad	GN	SOLAR	TOTAL
2008	4,79	95,21	0,00	0,00	100
2030 Escenario Tendencial	4,31	94,71	0,00	0,99	100
2030 Escenario Alternativo	3,76	90,49	2,88	2,88	100

Fuente: Elaboración Propia

6. Sector Consumo Propio

Cuadro A1.6

Año	Gas licuado	Gasolina Motor	Diesel	Fuel oíl	Electricidad	TOTAL
2008	0	0	0	0	100	100
2030 Escenario Tendencial	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	100
2030 Escenario Alternativo	0,02	0,09	0,51	27,55	71,83	100

Fuente: Elaboración Propia.

SE supone que a partir del año 2020 funcione una Destilería de Petróleo.

Hasta entonces los únicos consumos Propios serían del Sector Electricidad.

7. Sector Aéreo

Cuadro A1.7

Año	Gasolina Motor	Kero / Jet fuel	TOTAL
2008	0	100	100
2030 Escenario Tendencial	0,00	100,00	100
2030 Escenario Alternativo	0,00	100,00	100

Fuente: Elaboración Propia
Sólo se han detectado consumos de los aviones a reacción

8. Sector Fluvial

Cuadro A1.8

Año	Diesel	Biodiesel	TOTAL
2008	0	100	100
2030 Escenario Tendencial	93,30	6,70	100
2030 Escenario Alternativo	90,40	9,60	100

Fuente: Elaboración Propia

9. Sector FFCC

Cuadro A1.9

Año	EE	Total
2008	0	0
2030 Escenario Tendencial	0	0
2030 Escenario Alternativo	100	100

Fuente: Elaboración Propia

Se supone que en el Escenario Alternativo a partir del año 2020 funcionen Trenes eléctricos suburbanos y Troles Urbanos

10. Sector Transporte Carretero

Cuadro A1.10

Año	Gas licuado	Gasolina Motor	Diesel	Alcohol	Biodiesel	GN	TOTAL
2008	1,41	17,92	78,23	2,45	0	0	100
2030 Escenario Tendencial	1,4	18,2	74,6	2,1	3,5	0,2	100
2030 Escenario Alternativo	1,3	18	71,1	2,3	6,9	0,4	100

Fuente: Elaboración Propia

La estructura proviene de las proyecciones del Sector Transporte Carretero en base a los Parque de Vehículos, consumos específicos y Kilometrajes recorridos

Anexo 2. Participación de las Fuentes Energéticas en cada Sector de Consumo para el Año Base -2008- y para el año 2030 para los Escenarios Alternativo y Tendencial

Con negrita se identificará a las fuentes que penetran o que prácticamente no modifican su participación

i) Sector Residencial Urbano con Usos Calóricos

Cuadro A2.1

Escenario	GN	CM	LE	EE	GL	GM	CL	SOL	ET	BGS	TOTAL
Año 2008	42,5	0,8	5,4	28,5	20,6	1,4	0,9	0,0	0,0	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	58,6	0,4	3,3	20,1	12,4	0,7	0,5	3,1	0,2	0,8	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	54,7	0,5	3,5	21,6	17,4	0,9	0,6	0,8	0,2	0,0	100,0

Fuente: Elaboración Propia.

ii) Sector Residencial Rural

Cuadro A2.2

Escenario	CM	LE	EE	GL	GM	CL	SOL	TOTAL
Año 2008	2,2	70,1	9,5	3,2	0,5	14,6	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	0,8	48,7	25,7	14,8	0,3	8,7	1,1	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	2,4	63,5	15,2	6,5	0,3	11,9	0,3	100,0

Fuente: Elaboración Propia.

iii) Sector Comercial y Servicios

Cuadro A2.3

Escenario	GN	PT	EE	GL	DO	FO	SOL	BIO	TOTAL
Año 2008	15,8	0,6	71,4	4,9	7,2	0,1	0,0	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	21,7	0,3	72,84	2,0	1,4	0,04	1,5	0,3	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	19,4	0,4	72,79	3,3	3,3	0,07	0,3	0,6	100,0

Fuente: Elaboración Propia

iv) Sector Alimentos Bebidas y Tabaco

Cuadro A2.4

Escenario	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	EE	GL	KJ	DO	FO	BIO	TOTAL
Año 2008	11,9	2,7	5,7	0,7	49,2	0,01	17,0	1,4	0,4	10,8	0,2	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	13,0	1,8	7,1	0,5	51,8	0,01	20,8	0,9	0,3	3,0	0,15	0,7	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	12,4	2,5	7,5	0,6	49,3	0,01	19,5	1,3	0,4	5,4	0,17	0,9	100,0

Fuente: Elaboración Propia

v) Sector Cemento

Cuadro A2.5

Escenario	GN	PT	CM	EE	KJ	DO	FO	BIO	TOTAL
Año 2008	64,6	0,2	23,7	7,9	0,06	3,4	0,01	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	63,8	0,14	24,3	10,0	0,05	1,4	0,01	0,3	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	63,4	0,15	26,5	7,4	0,05	2,1	0,01	0,4	100,0

Fuente: Elaboración Propia

vi) Sector Hierro y Metales No Ferrosos

Cuadro A2.6

Escenario	GN	PT	CM	LE	EE	GL	KJ	DO	CQ	GI	BIO	TOTAL
Año 2008	11,7	1,5	30,9	0,01	37,6	1,9	1,7	4,7	4,5	5,4	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	12,4	1,0	34,8	0,01	37,9	1,3	0,9	2,4	3,9	4,9	0,6	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	11,9	1,2	34,0	0,01	37,0	1,6	1,3	3,0	4,2	5,3	0,5	100,0

Fuente: Elaboración Propia

vii) Sector Papel e Imprenta

Cuadro A2.7

Escenario	GN	PT	CM	BZ	RC	EE	GL	KJ	DO	FO	BIO	TOTAL
Año 2008	19,9	0,02	28,5	4,3	27,6	17,1	0,6	0,3	1,2	0,6	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	19,3	0,02	29,7	4,5	26,2	18,5	0,4	0,2	0,6	0,4	0,14	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	19,1	0,02	28,7	4,4	27,5	18,1	0,5	0,3	0,8	0,5	0,13	100,0

Fuente: Elaboración Propia

viii) Sector Químicos

Cuadro A2.8

Escenario	GN	PT	CM	RC	EE	GL	KJ	DO	FO	CQ	CL	BIO	TOTAL
Año 2008	74,4	1,0	4,0	1,2	13,6	0,42	0,87	3,7	0,05	0,12	0,7	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	71,8	0,7	6,5	1,0	16,5	0,3	0,7	1,6	0,04	0,1	0,46	0,4	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	70,0	1,0	6,1	1,3	16,2	0,4	0,9	2,7	0,05	0,14	0,72	0,45	100,0

Fuente: Elaboración Propia

ix) Sector Resto Industrias

Cuadro A2.9

Escenario	GN	PT	CM	LE	RC	EE	GL	KJ	DO	FO	CQ	BIO	TOTAL
Año 2008	15,7	4,0	17,0	0,11	0,13	33,2	2,2	5,5	20,1	2,1	0,03	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	19,6	0,6	25,6	0,11	0,14	35,0	2,1	3,2	9,8	1,7	0,02	2,3	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	16,3	3,6	22,2	0,12	0,15	30,8	2,4	4,2	15,5	2,2	0,02	2,6	100,0

Fuente: Elaboración Propia

x) Sector Agro Fuerza Motriz

Cuadro A2.10

Escenario	EE	GM	DO	BI	AC	EOL	TOTAL
Año 2008	0,4	1,72	97,88	0,0	0,0	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	1,23	1,08	76,27	100,0	0,25	3,04	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	0,65	1,34	83,18	100,0	0,23	0,60	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xi) Sector Agro Otros Usos

Cuadro A2.11

Escenario	PT	LE	BZ	RC	EE	GM	DO	FO	BI	BIO	GL	TOTAL
Año 2008	0,16	38,8	27,7	10,9	2,5	0,04	19,9	0,04	0,0	0,0	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	0,14	22,5	22,1	10,7	7,8	0,0	17,9	0,0	4,3	6,9	7,9	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	0,15	32,7	25,0	10,8	3,5	0,0	17,6	0,0	3,0	3,4	3,9	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xii) Sector Construcciones

Cuadro A2.12

Escenario	PT	EE	GM	KJ	DO	FO	BI	AC	TOTAL
Año 2008	0,36	3,4	33,6	0,39	61,6	0,66	0,0	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	0,26	6,6	18,2	0,28	56,6	0,4	13,5	4,2	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	0,28	5,1	22,9	0,33	57,3	0,5	9,6	3,97	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xiii) Sector No Identificado

Cuadro A2.13

Escenario	RC	FO	TOTAL
Año 2008	24,1	75,9	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	36,4	63,6	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	21,7	78,3	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xiv) Sector Marítimo

Cuadro A2.14

Escenario	PT	GM	DO	FO	BI	AC	TOTAL
Año 2008	10,3	6,9	80,2	2,7	0,0	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	4,9	2,9	72,8	1,5	17,3	0,67	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	8,1	4,3	72,5	2,2	12,2	0,74	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xv) Sector FFCC

Cuadro A2.15

Escenario	EE	DO	FO	BI	TOTAL
Año 2008	12,8	81,3	5,9	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	22,2	60,3	3,2	14,3	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	15,7	68,5	4,2	11,5	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xvi) Sector Aéreo

Cuadro A2.16

Escenario	GM	KJ	AC	TOTAL
Año 2008	2,04	97,96	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	1,38	98,3	0,32	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	1,69	98,01	0,29	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xvii) Sector Consumo Propio

Cuadro A2.17

Escenario	GN	PT	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	CQ	CL	GI	BI	AC	TOT
Año 2008	39,2	3,4	4,5	45,1	0,21	0,27	0,14	1,54	2,64	1,71	0,6	0,66	0,0	0,0	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	40,4	2,1	7,2	46,8	0,18	0,18	0,13	0,76	1,44	0,0	0,0	0,54	0,18	0,04	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	39,7	3,2	5,7	46,7	0,19	0,21	0,13	1,15	2,22	0,0	0,0	0,61	0,19	0,04	100,0

Fuente: Elaboración Propia

xviii) Sector Transporte Carretero

Cuadro A2.18

Escenario	BI	AC	DO	GN	GM	TOTAL
Año 2008	1,43	1,75	42,89	9,64	44,2	100,0
Año 2030 Escenario Alternativo	9,87	6,21	41,56	15,76	26,6	100,0
Año 2030 Escenario Tendencial	7,58	5,19	45,18	12,41	29,54	100,0

Fuente: Elaboración Propia

Anexo 3. Estructura del Modelo LEAP para el caso de Paraguay

FIGURA A3.1.
ESTRUCTURA GENERAL

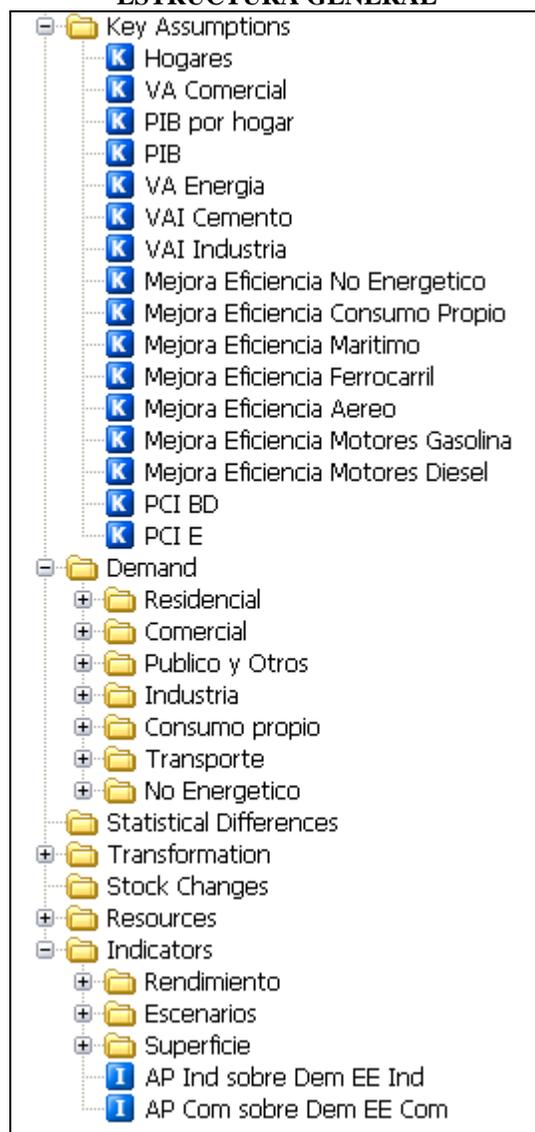


FIGURA A3.2
SECTOR RESIDENCIAL



FIGURA A3.3
SECTORES COMERCIAL



FIGURA A3.4
SECTORES PÚBLICO Y OTROS

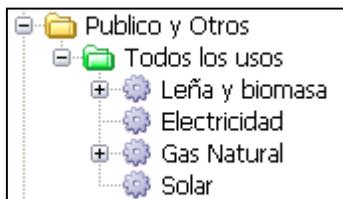


FIGURA A3.5
SECTOR INDUSTRIAL

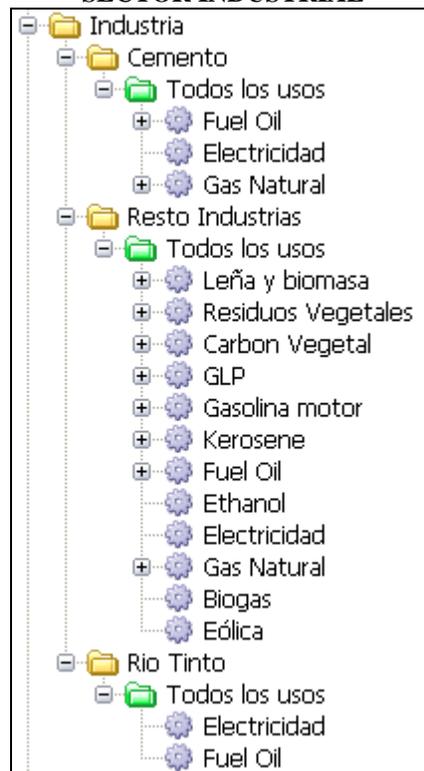


FIGURA A3.6
SECTOR TRANSPORTE

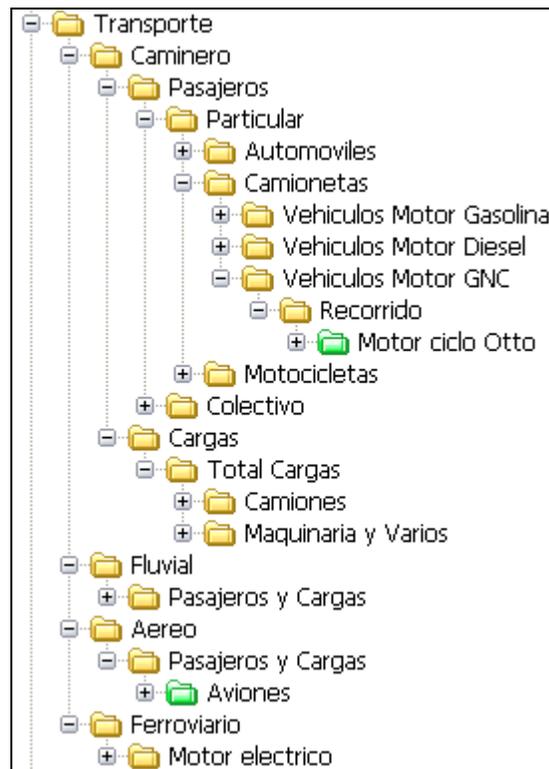


FIGURA A3.7
SECTOR CONSUMO PROPIO Y USO NO ENERGÉTICO

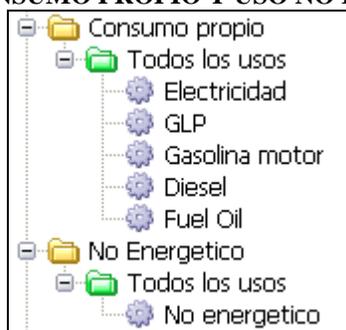
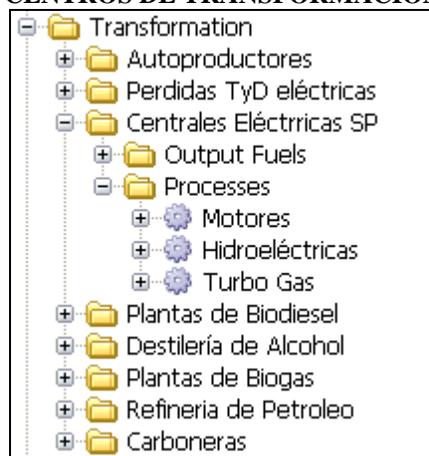


FIGURA A3.8
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN



Anexo 4. Proyecciones del consumo neto por fuentes según sectores y Subsectores de consumo

CUADRO A4.1
CONSUMO NETO POR MEDIO EN MODO CARRETERO PASAJEROS SUBSECTOR
TRANSPORTE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Automoviles	210	40.6%	359.9	2.5%	316.5	1.9%	38.6%	39.8%
Camionetas	184	35.5%	371.9	3.3%	319.8	2.6%	39.9%	40.2%
Motocicletas	17	3.3%	25.2	1.8%	21.7	1.1%	2.7%	2.7%
Omnibus	106	20.6%	174.3	2.3%	136.5	1.1%	18.7%	17.2%
Trolebuses	0	0.0%	0.0	N/D	0.2	N/D	0.0%	0.0%
Total	517	100.0%	931	2.7%	795	2.0%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.2
CONSUMO NETO POR MEDIO EN MODO CARRETERO CARGAS SUBSECTOR TRANSPORTE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Camiones	514	99.4%	977.0	3.0%	856.1	2.3%	82.4%	82.4%
Maquinaria y Varios	109	21.2%	208.2	3.0%	182.4	2.3%	17.6%	17.6%
Total	623	120.6%	1185	3.0%	1039	2.3%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.3
CONSUMO NETO POR FUENTE EN MODO CARRETERO PASAJEROS SUBSECTOR
TRANSPORTE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Biodiesel	0.0	0.0%	29	N/D	36	N/D	3.2%	4.5%
Diesel	268.6	52.0%	410	1.9%	334	1.0%	44.0%	42.0%
Electricidad	0.0	0.0%	0	N/D	0	N/D	0.0%	0.0%
Alcohol	27.9	5.4%	187	9.0%	214	9.7%	20.0%	26.9%
GLP	16.1	3.1%	38	3.9%	18	0.6%	4.0%	2.3%
Gas Natural	0.0	0.0%	0	N/D	12	N/D	0.0%	1.4%
Gasolina motor	204.3	39.5%	268	1.2%	181	-0.5%	28.7%	22.8%
Total	516.8	100.0%	931	2.7%	795	2.0%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.4
CONSUMO NETO POR FUENTE EN MODO CARRETERO CARGAS SUBSECTOR
TRANSPORTE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Biodiesel	0	0.0%	79	N/D	100	N/D	6.7%	9.6%
Diesel	623	100.0%	1106	2.6%	939	1.9%	93.3%	90.4%
Total	623	100.0%	1185	3.0%	1039	2.3%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.5
CONSUMO NETO POR FUENTE EN MODO FERROVIARIO SUBSECTOR TRANSPORTE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Electricidad	0.00	0.0%	0.00	N/D	0.01	N/D	100.0%	100.0%
Total	0.00	0.0%	0.00	N/D	0.01	N/D	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.6
CONSUMO NETO POR FUENTE EN MODO AEREO SUBSECTOR TRANSPORTE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Kerosene Aviación	19.66	3.8%	100	7.7%	93.43	7.3%	100.0%	100.0%
Total	19.66	3.8%	100	7.7%	93.43	7.3%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.7
CONSUMO NETO POR FUENTE EN MODO FLUVIAL SUBSECTOR TRANSPORTE

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Diesel	4.48	0.9%	31.70	9.3%	30.01	9.0%	100.0%	100.0%
Total	4.48	0.9%	31.70	9.3%	30.01	9.0%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.8
CONSUMO NETO POR FUENTES DEL SUBSECTOR CONSUMO PROPIO

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
Diesel	0.0	0.0%	0.0	N/D	0.3	N/D	0.00%	0.58%
Electricidad	23.5	100.0%	51.2	3.6%	36.9	2.1%	100.0%	71.8%
Fuel Oil	0.0	0.0%	0.0	N/D	14.2	N/D	0.0%	27.6%
Total	23.5	100.0%	51.2	3.6%	51.4	3.6%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

CUADRO A4.9
CONSUMO NETO POR FUENTES DEL NO ENERGÉTICO

	2008		2030					
	10 ³ Tep	%	Tendencial	Tasa	Alternativo	Tasa	Tendencial	Alternativo
			10 ³ Tep	%a.a.	10 ³ Tep	%a.a.	%	%
No Energetico	38.6	100.0%	92.9	4.1%	92.9	4.1%	100.0%	100.0%
Total	38.6	100.0%	92.9	4.1%	92.9	4.1%	100.0%	100.0%

Fuente: resultados del modelo LEAP.

Anexo 5. Proyecciones del Parque Automotor

En el caso de los Automóviles y Camionetas, la evolución del parque fue calculada a partir de la aplicación de un modelo mundial realizado Ad-hoc, el cual relaciona la evolución de los habitantes/vehículo con el PBI/habitante. El modelo elaborado es del tipo Cross Section, y fue elaborado con datos provenientes de más de 80 países. Dicha información fue obtenida del PENN World Table (Mark 5.6.a - PWT 5.6.a The Center for International Comparisons at the University of Pennsylvania). A continuación se presentan los principales parámetros del modelo, el cual fue estimado utilizando EViews.

Dependent Variable: LINVAUT				
Method: Least Squares				
Sample: 1 80				
Included observations: 80				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPBICAP	1.472151	0.077662	18.95582	0.0000
C	-14.84720	0.640296	-23.18802	0.0000
R-squared	0.821642	Mean dependent var	-2.821342	
Adjusted squared	R- 0.819356	S.D. dependent var	1.822081	
S.E. of regression	0.774426	Akaike info criterion	2.351293	
Sum squared resid	46.77938	Schwarz criterion	2.410844	
Log likelihood	-92.05172	F-statistic	359.3232	
Durbin-Watson stat	2.074810	Prob(F-statistic)	0.000000	

Con la elasticidad obtenida a partir del modelo, junto con la evolución esperada del PBI/habitante del escenario socioeconómico, se estimó el parque total de Automóviles y Camionetas (tipo 4x4). El crecimiento del parque vehicular de motocicletas y ómnibus, se efectuó considerando la evolución de las relaciones habitante por tipo de vehículo, mientras que en el caso de cargas con camiones y otras máquinas, en base al incremento del valor agregado de los sectores que motorizan el crecimiento de dicho parque.

Anexo 6. Balance Energético Nacional de Paraguay – Año 2008



BALANCE ENERGETICO de la REPUBLICA del PARAGUAY. VERSIÓN PRELIMINAR.

		BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO																Miles de TEP	AÑO: 2008	
		ENERGIA PRIMARIA						ENERGIA SECUNDARIA										TOTAL		
		Petróleo	Carbón mineral	Hydroenergía	Leña	Residuos vegetales	Otras Biomosas	Total Primaria	Carbón Vegetal	Gas licuado	Gasolina Motor	Kero / Jet fuel	Diesel	Fuel oil	Alcohol	Electricidad	No Energético	Total Secundaria	Pérdidas Transforma	TOTAL
BALANCE DE ENERGIA PRIMARIA	Producción			5.792,45	2.002,99	576,20	162,55	8.534,20												
	Importación		0,20					0,20												
	Exportación				-0,86			-0,86												
	Variación Stock																			
	No Aprovechada			-211,06				-211,06												
	Oferta Interna Bruta		0,20	5.581,39	2.002,12	576,20	162,55	8.322,48	8.322,48											
	Entrada Primaria			5.581,39	735,95		162,55	6.479,89												
	Consumo Final Primario		0,20		1.266,18	576,20		1.842,59	1.842,59											
BALANCE DE CENTROS DE TRANSFORMACION	Total Transformación			-5.581,39	-735,95		-162,55	-6.479,89	500,44						28,93	4.769,03		5.298,41	-1.181,58	
	Refinería																			
	Carboneras				-735,95			-735,95	500,44									500,44	-235,50	
	Destilería						-162,55	-162,55							28,93			28,93	-133,62	
	Centrale Eléctricas Públicas			-5.581,39				-5.581,39					-0,10			4.769,03		4.768,93	-812,46	
	Autoproductores																			
BALANCE DE ENERGIA SECUNDARIA	Producción								500,44						28,93	4.769,03		5.298,41		
	Importación									89,32	204,27	20,84	964,47	30,29		0,01	38,58	1.347,78		
	Exportación								-294,13							-3.981,09		-4.275,22		
	Variación Stock									-0,58	1,41		-67,97					-67,15		
	Pérdidas															-250,53		-250,53		
	Oferta Interna Bruta								206,31	88,74	205,68	20,84	896,50	30,29	28,93	537,42	38,58	2.053,29	2.053,29	
	Entrada Secundaria												0,10					0,10		
	Consumo Final Secundario								206,31	88,74	205,68	20,84	896,40	30,29	28,93	537,42	38,58	2.053,19		
CONSUMO FINAL TOTAL			0,20		1.266,18	576,20		1.842,59	206,31	88,74	205,68	20,84	896,40	30,29	28,93	537,42	38,58	2.053,19	3.895	
CONSUMO NO ENERG.																	38,58	38,58	38	
CONSUMO FINAL ENERG.			0,20		1.266,18	576,20		1.842,59	206,31	88,74	205,68	20,84	896,40	30,29	28,93	537,42		2.014,61	3.857	
CONSUMO FINAL EN	Residencial y Comercial				817,59			817,59	139,72	71,01		0,55		0,13	0,52	310,38		522,31	1.339	
	Transporte									16,08	204,27	19,66	896,40		27,92			1.164,33	1.164	
	Industria		0,20		444,99	576,20		1.021,39	66,59	1,64	1,41	0,63		30,16	0,50	131,88		232,81	1.254	
	Público y Otros				3,60			3,60								71,60		71,60	75	
	Consumo Propio															23,55		23,55	23	

Fecha: 15 de julio de 2009.

OFERTA INTERNA BRUTA TOTAL : 5.077,36 10³ TEP