



*Empowered lives.  
Resilient nations.*

**Proyecto “Fortalecimiento de las capacidades de los encargados de la  
formulación de políticas para hacer frente al cambio climático”**

**EVALUACION DE LOS FLUJOS DE INVERSION  
Y FINANCIEROS NECESARIOS PARA HACER FRENTE  
AL CAMBIO CLIMÁTICO  
EN EL SECTOR ENERGIA**

**URUGUAY  
INFORME FINAL**

**Diciembre, 2011**

El proyecto del Grupo de Energía y Medio Ambiente del PNUD, *“Fortalecimiento de las capacidades de los encargados de la formulación de políticas para hacer frente al cambio climático”*, busca fortalecer las capacidades nacionales de los países en desarrollo a fin de fomentar opciones de políticas para hacer frente al cambio climático en los diferentes sectores y actividades económicas. Los objetivos generales del proyecto son dos:

- Aumentar la capacidad nacional de coordinar visiones ministeriales y participar en los procesos de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio climático (CMNUCC), particularmente en el contexto del Plan de Acción de Bali;
- Evaluar flujos de inversión y de financiamiento para hacer frente al cambio climático para los sectores claves seleccionados y mejorar la capacidad de planificación sectorial para hacer frente al cambio climático.

El proyecto y esta publicación han sido posibles gracias al generoso apoyo de los gobiernos de Noruega, Finlandia, y Suiza, la Fundación Pro Naciones Unidas y el PNUD.

#### **Descargo de responsabilidades**

Las opiniones expresadas en esta publicación son propias de la autora y no necesariamente representan las de Naciones Unidas, incluido el PNUD, o sus Estados Miembros.

## INDICE

1	INTRODUCCION.....	4
1.1	Objetivos del estudio.....	4
1.2	Antecedentes.....	5
1.2.1	Análisis previos utilizados.....	5
1.2.2	Arreglos institucionales.....	6
1.2.3	Metodología básica y terminología clave.....	8
2	ALCANCE Y ESCENARIOS DEL SECTOR ENERGIA.....	9
2.1	Enfoque sectorial.....	15
2.2	Datos incorporados y escenarios.....	17
2.2.1	Período de evaluación y parámetros de contabilización de costos.....	17
2.2.2	Enfoque analítico.....	19
2.2.3	Datos históricos de Flujos de Inversión, Flujos de financiamiento y costos de O &M y subsidios.....	21
2.2.4	Escenario de Línea de Base.....	33
2.2.5	Escenario de Mitigación.....	65
3	Resultados.....	90
3.1	Cambios incrementales en FI, FF y costos de O&M, y costos de los Subsidios.....	90
3.2	Implicancias políticas.....	99
3.3	Incertidumbres clave y limitaciones metodológicas.....	100
4	Referencias.....	101

# 1 INTRODUCCION

---

El presente documento se inscribe en el estudio de “Evaluación de flujos de inversión y de financiamiento para mitigación en el sector energía” que se encuentra en ejecución en el marco del proyecto de “Fortalecimiento de las Capacidades Nacionales de los Países en Desarrollo para elaborar Opciones de Políticas que hagan frente al Cambio Climático” que lleva adelante la Unidad de Cambio Climático del MVOTMA.

El objetivo general del proyecto es determinar la magnitud de los flujos de inversión y financiamiento asociados a la implementación de acciones de mitigación en el sector energía a nivel nacional.

En base a este objetivo, se construyó un Escenario de Línea de Base (“escenario business as usual”) que recoge las tendencias históricas, en ausencia de medidas específicas de mitigación.

Una vez caracterizado el escenario de línea de base se determinaron los resultados correspondientes a la prospectiva de la demanda y oferta de energía para el período de estudio considerado (2006-2030)<sup>1</sup>.

Las proyecciones de demanda y oferta de energía fueron determinadas mediante el Modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System). Este modelo se utiliza habitualmente para el desarrollo de estudios de prospectiva de demanda y oferta de energía de largo plazo y la evaluación de programas de mitigación, por lo que se consideró una herramienta adecuada para el análisis del sector energético.

Una vez determinado el escenario de línea de base, se construyó un Escenario de Mitigación que incorpora las principales medidas de mitigación identificadas en el sector energético.

Una vez caracterizado el escenario de mitigación, se realizó una proyección de la demanda y oferta de energía correspondiente a dicho escenario.

En los siguientes capítulos se presenta la metodología y los principales parámetros de evaluación utilizados, las principales hipótesis que caracterizan a cada uno de los escenarios y los principales resultados obtenidos.

## 1.1 Objetivos del estudio

El objetivo general de la evaluación de flujos de inversión y financiamiento es determinar la magnitud de los flujos de inversión y financiamiento asociados a la implementación de acciones de mitigación en el sector energético.

La evaluación de los flujos de inversión y financiamiento desempeñará un papel particularmente importante en el ámbito nacional, en la medida que contribuye a determinar la magnitud e intensidad del esfuerzo nacional que se requiere para abordar el impacto del cambio climático en los sectores seleccionados. Por otra parte, contribuye a facilitar la integración de los temas vinculados al cambio climático en el desarrollo nacional y la planificación económica a mediano y largo plazo.

---

<sup>1</sup> En función de la disponibilidad de información se optó por utilizar como año base del estudio el año 2006, según se explicita en el ítem 1.2.3.

Por lo tanto, se considera que esta evaluación constituye una herramienta de análisis que contribuye a fortalecer la toma de decisiones de inversión y el diseño de estrategias de mitigación a largo plazo.

Los objetivos específicos de la evaluación son:

- Identificar y evaluar las opciones de mitigación en el sector energía a largo plazo (período 2006-2030).
- Determinar la magnitud de las inversiones necesarias para implementar una estrategia de mitigación en el sector energético y disponer de una estimación de los fondos necesarios para implementar dichas acciones.
- Evaluar los requerimientos y fuentes de financiamiento (nacionales e internacionales) para atender las necesidades de inversión en mitigación en el sector energético.

El estudio se realiza en el marco del Proyecto “Fortalecimiento de las capacidades de los encargados de la formulación de políticas para hacer frente al cambio climático”.

## 1.2 Antecedentes

### 1.2.1 Análisis previos utilizados

---

A partir del año 2009 se crea el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático (SNRCC), a partir del reconocimiento de la necesidad de profundizar el desarrollo e implementación de políticas nacionales en materia de cambio climático, atendiendo a la importancia de los efectos económicos y sociales del cambio climático a nivel nacional y su impacto sobre el desarrollo económico a largo plazo.

En el marco del SNRCC, se elaboró el primer “*Plan Estratégico Nacional de Respuesta al Cambio Climático*”<sup>2</sup> (PNRCC). El objetivo general del PNRCC es identificar, planificar y coordinar las acciones y medidas necesarias para mitigar las emisiones de GEI en el Uruguay.

En el caso particular del sector energético, a partir de un análisis general de la vulnerabilidad del sector al cambio climático, el PNRCC define un conjunto de líneas de acción.

De acuerdo a los escenarios climáticos considerados, el estudio prevé un escenario de aumento en la ocurrencia e intensidad de eventos extremos, un aumento de la temperatura promedio, y una mayor variabilidad en el régimen de precipitaciones anuales.

Desde el punto de vista de la oferta de energía, la creciente variabilidad en el nivel y distribución estacional de las precipitaciones ocasiona variaciones en la disponibilidad de aportes de agua y, por lo tanto, en la capacidad de generación hidroeléctrica anual (en energía y potencia).

La variación en los aportes disponibles, resulta de la variación de las precipitaciones y la temperatura, en la medida que esta última afecta la evapotranspiración y, en consecuencia, la relación entre el nivel de precipitaciones y aportes (esto es disponibilidad de agua para generación). Por lo tanto, aún bajo un escenario de aumento de precipitaciones, un fuerte aumento de la temperatura podría implicar una reducción de los aportes hidrológicos.

Desde el punto de vista económico, la variación en la disponibilidad hidráulica tiene un impacto directo sobre las decisiones de expansión de la capacidad instalada de generación

---

<sup>2</sup> Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático. Diagnóstico y lineamientos estratégicos” Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y la Variabilidad, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (2010).

eléctrica, en particular en lo que respecta a la necesidad de respaldo térmico para atender períodos de bajos aportes hidrológicos. Esta situación se hizo visible durante las sequías de los años 2004, 2006 y 2008, cuando se hizo evidente la existencia de dificultades para garantizar la seguridad de abastecimiento de la demanda eléctrica, la necesidad de respaldo térmico y un aumento en los costos de generación.

De acuerdo al trabajo citado anteriormente, la creciente variabilidad climática también podría tener impactos sobre las crónicas de vientos. De verificarse, esto tendría un efecto significativo sobre la oferta de energía, en función de la decisión de incorporación de energía eólica a la matriz energética que se desprende de los lineamientos de política energética 2005-2030 de la Dirección Nacional de Energía<sup>3</sup>.

Con relación a la variación de la temperatura promedio, un escenario climático de aumento de la temperatura anual determinaría un aumento en la demanda de energía eléctrica destinada a acondicionamiento de ambientes (aire acondicionado). Esta tendencia se ve reflejada en el aumento que viene registrando en los últimos años el pico de demanda eléctrica (potencia máxima demandada) durante los meses de verano.

Con respecto al uso de calefacción, en el caso de un país de clima templado como Uruguay, el aumento de la temperatura podría dar lugar a inviernos más benévolos, lo que implicaría una menor demanda de energía eléctrica y combustible para calefacción. No obstante, esta tendencia estaría acompañada de la ocurrencia de eventos extremos, que podrían dar lugar a variaciones en la demanda y en la oferta de energía.

A partir de este diagnóstico, el PNRCC define las siguientes líneas de acción:

- planificación y mantenimiento de infraestructuras
- diversificación de la matriz energética, en particular mediante la incorporación de fuentes de energía renovables (eólica, biomasa, solar y agrocombustibles).
- promoción de la eficiencia energética

Con relación a otros antecedentes disponibles a nivel nacional, es posible citar el “Estudio Nacional de Economía del Cambio Climático de Uruguay. Sector Energía” realizado en el marco del Estudio Regional de Economía del Cambio Climático en Sudamérica (ERECC-SA), de la Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL)(2010).

El estudio comprende un análisis de los impactos económicos del cambio climático en el sector energía e identifica acciones para la mitigación al cambio climático en el sector.

Por último, cabe señalar como antecedente, el documento “Lineamientos de Política Energética 2005-2030” de la Dirección Nacional de Energía (febrero, 2010), que establece las líneas estratégicas definidas para el corto, mediano y largo plazo para el sector energético.

## 1.2.2 Arreglos institucionales

---

La Unidad de Gestión del Proyecto es la Unidad de Cambio Climático (UCC), perteneciente a la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA).

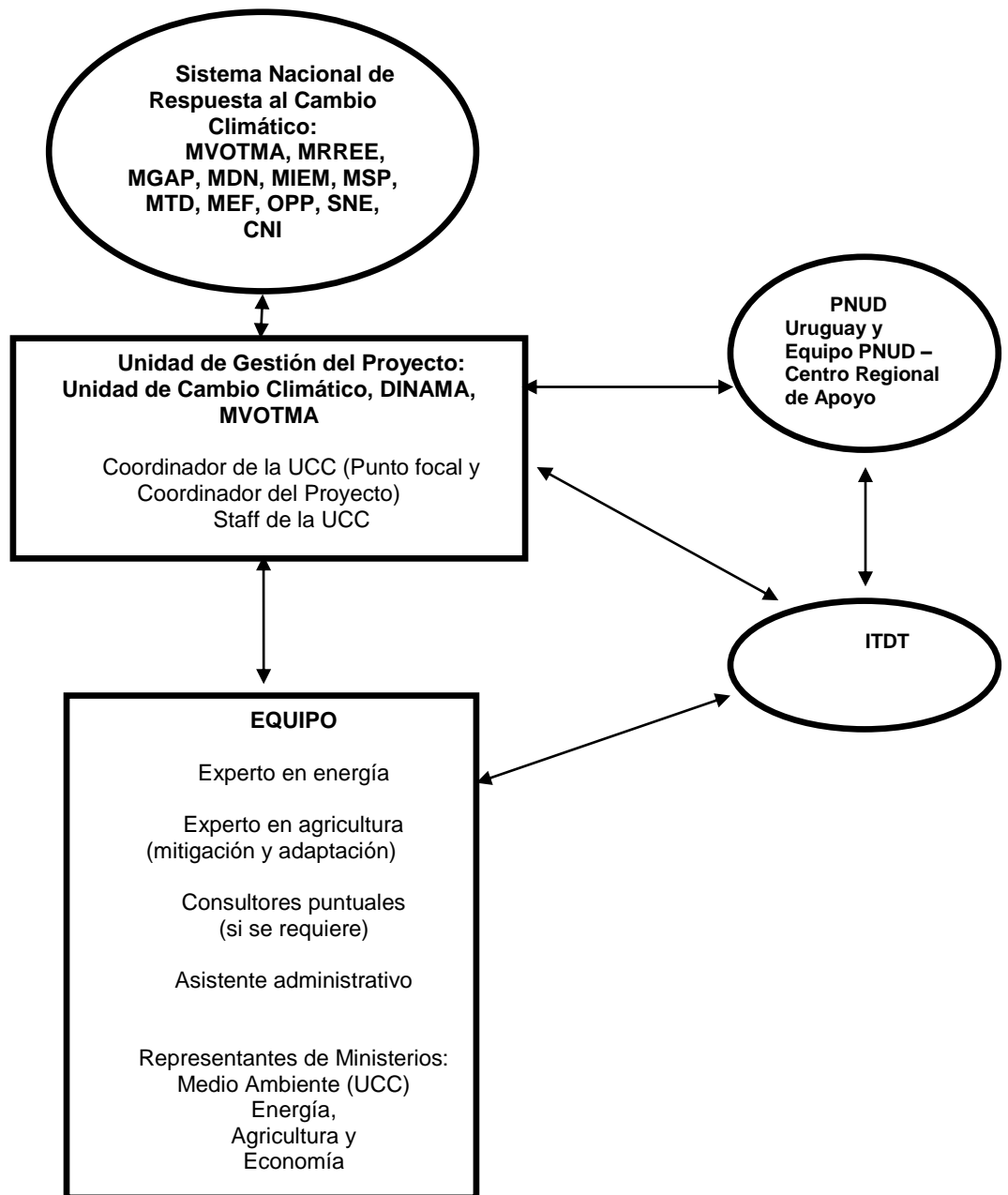
El Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático fue creado en el 2009 a los efectos de coordinar y planificar las acciones públicas y privadas necesarias para la prevención de los riesgos, la mitigación y la adaptación al cambio climático. El sistema está a cargo del MVOTMA, y está integrado por representantes de las siguientes instituciones:

---

<sup>3</sup> “Lineamientos de política energética 2005-2030”, Dirección Nacional de Energía (revisión febrero 2010).

- Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente;
- Ministerio de Relaciones Exteriores;
- Ministerio de Defensa Nacional;
- Ministerio de Industria, Energía y Minería;
- Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca;
- Ministerio de Salud Pública;
- Ministerio de Turismo y Deporte;
- Ministerio de Economía y Finanzas;
- Oficina de Planeamiento y Presupuesto;
- Sistema Nacional de Emergencias, y
- Congreso de Intendentes

A continuación se presenta un esquema de los arreglos institucionales establecidos para la ejecución del proyecto:



### 1.2.3 Metodología básica y terminología clave

La metodología de evaluación de flujos de inversión y financiamiento utilizada corresponde a la metodología propuesta en la “Guía Metodológica para la Evaluación de Flujos de Inversión y Flujos Financieros” del PNUD.

A continuación se presenta una síntesis de las distintas etapas de la metodología utilizada.

En primer lugar, se determinó el alcance específico del sector a analizar, atendiendo a la disponibilidad de información, prioridades y lineamientos estratégicos nacionales y sectoriales, disponibilidad de alternativas tecnológicas de mitigación y factibilidad de implementación.



Una vez definido el alcance del sector, se sistematizó la información histórica (período 2003-2005) de los flujos anuales de inversiones, costos de operación y mantenimiento y fuentes de financiamiento. Esta información permitió determinar el nivel de inversiones realizado en el sector en los últimos años, el destino de estas inversiones y el origen de las fuentes de financiamiento (nacional e internacional) y los actores que han invertido en el sector (sector público y privado).

Luego se definió el escenario de línea de base, que representa la evolución prevista del sector en condiciones business as usual, en ausencia de acciones adicionales de mitigación, a partir del análisis de la evolución histórica del sector y las tendencias recientes y proyectadas.

Por su parte, el escenario de mitigación es un escenario que incorpora el impacto de la implementación de medidas de mitigación seleccionadas.

Para ambos escenarios se proyectan la demanda y oferta de energía mediante el uso del modelo LEAP, según se indica en el capítulo correspondiente. A partir de esta información se estiman los costos de inversión correspondientes a cada escenario.

Finalmente, se comparan los costos de inversión de los escenarios de forma de determinar el esfuerzo adicional que se requiere a nivel nacional para llevar el escenario de línea de base al escenario de mitigación definido. Esta diferencia representa el costo incremental para el país de implementar acciones de mitigación en el sector energético.

La terminología utilizada es la empleada en la Guía metodológica citada anteriormente:

Año base para la comparación financiera de las inversiones: el año base utilizado en el estudio corresponde al 2006. Los FI, FF y costos de O&M fueron descontados al año 2006, mediante la utilización de una tasa de descuento en dólares de 1% acum.anual (tasa de descuento real). Los valores se encuentran expresados en dólares constantes de 2005. Una vez determinados los flujos en dólares corrientes, los valores correspondientes a cada año fueron deflactados por el valor del Índice de precios al consumidor de Estados Unidos correspondiente a cada año.

Flujos de inversión (FI): se refiere al costo de capital de un activo físico nuevo (vida útil mayor a 1 año). Incluye el costo inicial de un activo nuevo; no los costos de operación y mantenimiento de esos activos.

Flujos financieros (FF): se refiere a los gastos más allá de la instalación o expansión de nuevos activos físicos, por ejemplo gastos de medidas programáticas tales como el costo de implementación de programas de capacitación y difusión.

Costos de operación y mantenimiento (O&M): son los costos asociados a los activos físicos nuevos que se adquieren con los flujos de inversión; incluye el costo de operación y mantenimiento de instalaciones y equipos (saldos, materias primas, impuestos, etc.).

Entidades de inversión: representa quién invierte y/o financia; son las responsables de la implementación y ejecución de los programas y planes que se diseñen para abordar la problemática del cambio climático.

Fuentes de fondos de FI y FF: se refiere al origen de los fondos aplicados por las entidades de inversión.

Período de evaluación: se refiere al horizonte de análisis utilizado para la evaluación (2006-2030).

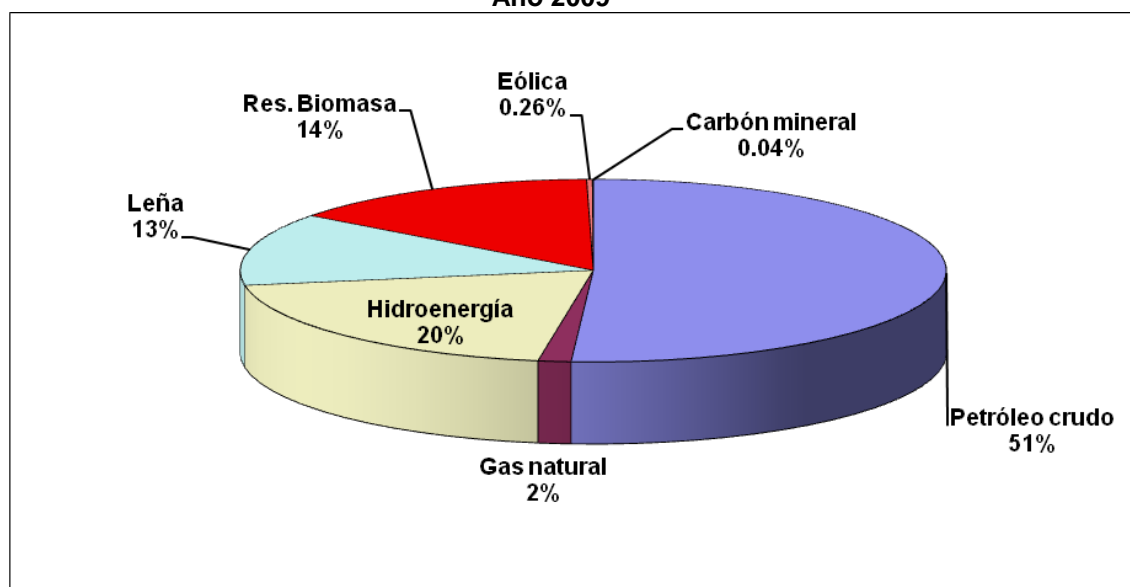
## **2 ALCANCE Y ESCENARIOS DEL SECTOR ENERGIA**

---

Uruguay no dispone de reservas de combustibles fósiles por lo que la oferta primaria de energía se concentra en la importación de petróleo crudo (50% - 60% de la oferta en promedio).

La oferta de energía es escasamente diversificada, con fuerte dependencia del petróleo y la energía hidroeléctrica. La elevada participación de la energía hidroeléctrica en la matriz energética nacional (en torno al 20-30% de la oferta, dependiendo de las condiciones de hidraulicidad anual) es particularmente importante si se considera que en su mayoría se trata de proyectos hidroeléctricos con escasa capacidad de embalse y, por lo tanto, escaso margen de regulación, lo que genera una fuerte dependencia de la producción de energía de las condiciones hidrológicas anuales.

**Gráfica 1**  
**Oferta de energía primaria**  
**Año 2009**



Fuente: Balance Energético Nacional 2009, DNE, 2011.

La participación del gas natural en la matriz energética nacional es prácticamente marginal (2% de la oferta de energía primaria).

El escaso grado de desarrollo del mercado de gas natural obedece, entre otros factores, a que el precio relativo del gas natural no resulta competitivo con respecto al precio de los sustitutos energéticos. Por otra parte, a partir de la crisis energética del año 2004, las restricciones impuestas por Argentina a las exportaciones de gas y las dificultades para acceder a las reservas de gas de Bolivia, dieron lugar a un problema de disponibilidad de gas que dificultó el desarrollo de este mercado.

En lo que respecta a la leña, históricamente ha mantenido una participación cercana al 13% de la oferta de energía primaria.

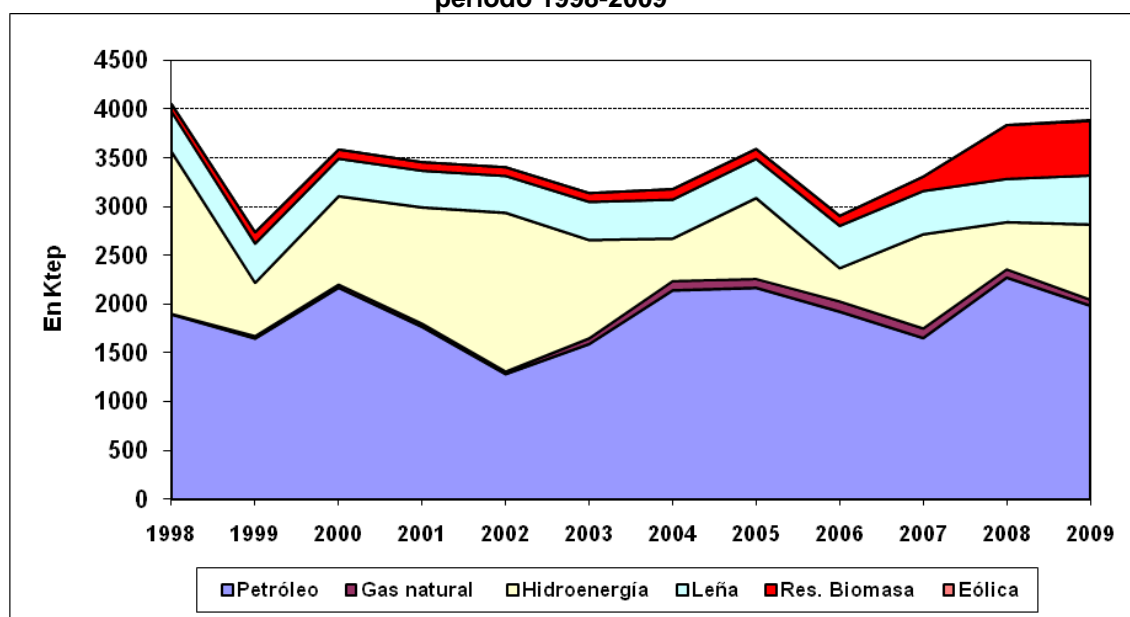
Es de resaltar el incremento de la participación de los residuos de biomasa en la oferta de energía en los últimos dos años. Históricamente su participación en la oferta de energía se mantenía entorno al 3%. Luego del inicio de la operativa de la empresa Botnia (planta de celulosa), se comienza a generar energía a partir de licor negro, con lo que aumenta su participación al 14% de la oferta (2009).

Con respecto a la energía eólica, su desarrollo es aún incipiente (0,26% de la oferta de energía primaria). No obstante, del análisis de los lineamientos de política energética y los proyectos que se encuentran en ejecución, es posible prever un aumento significativo en su participación en el mediano plazo.

La composición del abastecimiento energético de Uruguay se caracteriza por un alto grado de dependencia del abastecimiento externo - petróleo y gas natural- y, dependiendo de las condiciones de hidraulicidad anual, de energía eléctrica.

En un año de baja hidraulicidad, tal como el 2006, las importaciones de energía llegaron a representar el 70% de la oferta de energía primaria.

**Gráfica 2**  
**Oferta de energía primaria (ktep)**  
**período 1998-2009**

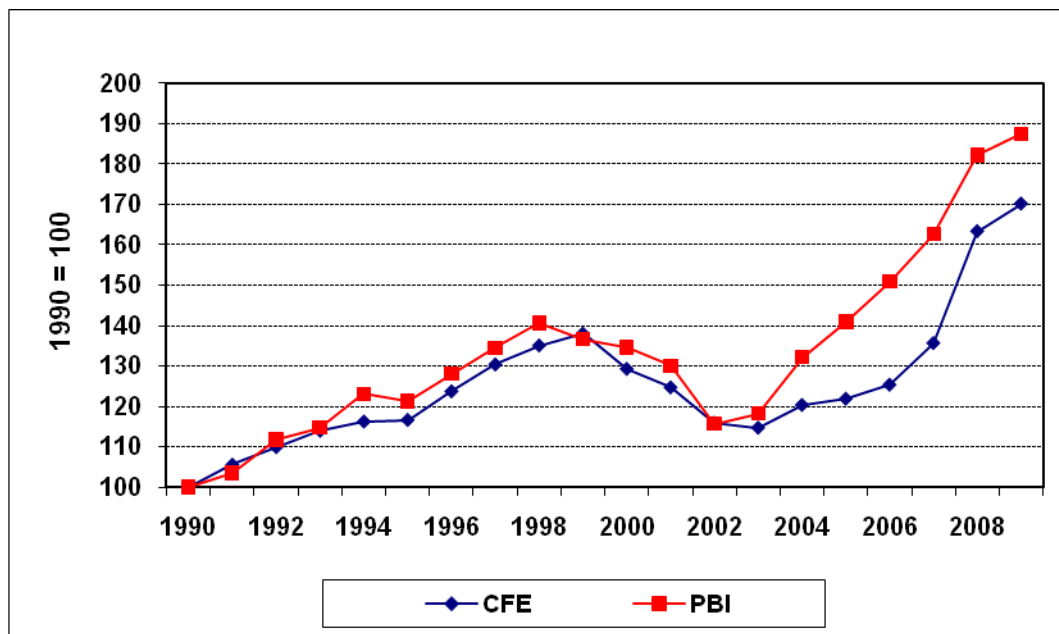


Fuente: Balance Energético Nacional 2009, DNE, 2011.

El consumo final de energía de Uruguay (CFE) alcanzó en el año 2009 a 3298 ktep, lo que representa un consumo de 989 kep/habitante (kilogramos equivalentes de petróleo/habitante).

El consumo final de energía presenta un crecimiento sostenido hasta el año 1998, que acompaña la evolución de la actividad económica, medida a través de la evolución del PBI. Durante el período 2000-2003 se observa una fuerte reducción en el consumo de energía (17%), como resultado del impacto de la crisis económica y el aumento en el precio de los derivados del petróleo.

**Gráfica 3**  
**Evolución del consumo final de energía y el PBI (1990 = 100)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2009, DNE, 2011.

A partir del año 2004, asociado a la salida de la crisis y la recuperación de la economía, el consumo final de energía registra un crecimiento sostenido, si bien se observa un cierto desacople del crecimiento del consumo de energía de la evolución del PBI y una reducción de la intensidad energética (consumo final de energía por unidad de PBI).

El crecimiento del consumo de energía de los últimos años ha estado vinculado al crecimiento de la demanda de energía eléctrica (6.7% acumulativo anual durante el período 2004-2009; fundamentalmente asociado a la entrada en operación de la planta de celulosa de Botnia), seguido en importancia por la evolución del consumo de leña (4.8% a.a.) y derivados de petróleo (4% anual). El crecimiento en el consumo de leña está vinculado al proceso de sustitución del consumo de fuel oil y gas natural en la industria como resultado del aumento del precio de los derivados del petróleo y las dificultades de disponibilidad de gas natural de Argentina. Por otra parte, en el 2006 se realizó un estudio de consumo y uso de la energía que permitió corregir las estimaciones del consumo de leña, y explica parte de este crecimiento.

Con relación a la participación de las distintas fuentes energéticas en el consumo final de energía, los derivados del petróleo representan aproximadamente el 46%, seguido en importancia por el consumo de energía eléctrica (23%).

**Cuadro 1**  
**Estructura del consumo final energético por fuente (en %)**

Fuente	1990	2000	2009
Leña	25.2%	15.7%	15.6%
Residuos de biomasa	3.1%	1.4%	14.1%
Carbón y derivados	0.0%	0.0%	0.0%
Derivados del petróleo	54.3%	59.0%	45.8%
Gas natural	---	1.2%	1.5%
Electricidad	17.4%	22.6%	23.1%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: Balance Energético Nacional 2009, DNE, 2011.

## **Principales características del subsector eléctrico**

La capacidad instalada en generación en centrales de servicio público es de 2415 MW de los cuales 1538 MW (66%) corresponden a aprovechamientos hidroeléctricos y 867 MW (36%) a centrales térmicas convencionales. La generación eólica es aún incipiente (1% de la potencia instalada).

La generación de energía eléctrica a partir de biomasa se realiza a partir del aprovechamiento de los residuos del proceso de fabricación de pulpa de celulosa de la empresa UPM (ex Botnia). La potencia instalada de generación es de 120 MW, para autoconsumo de la planta, y venta de excedentes (aprox. 30 MW) a la red.

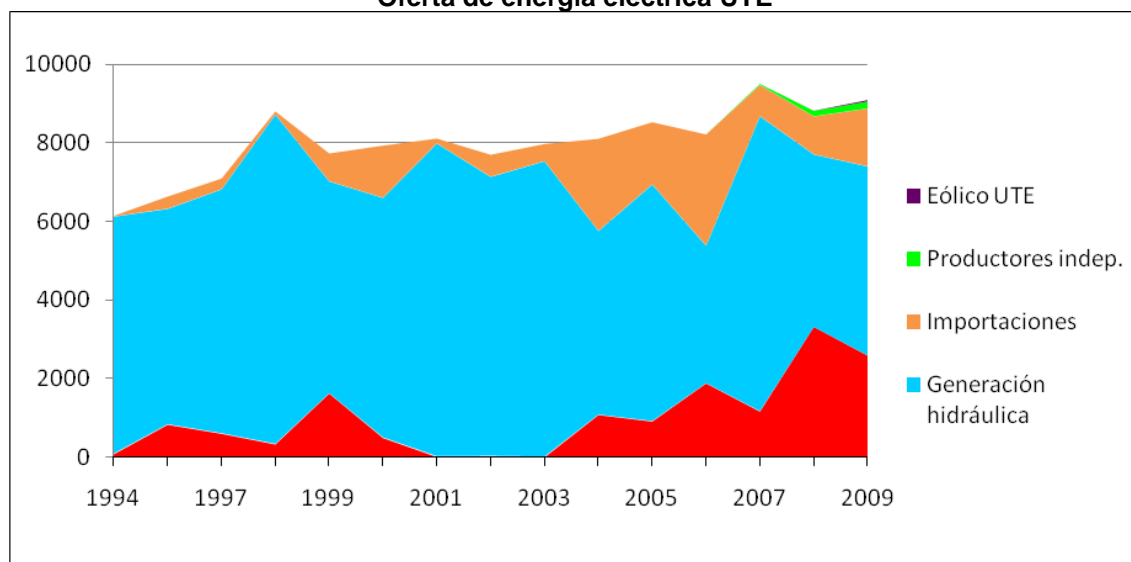
En los últimos años se establecieron diversos mecanismos de promoción de fuentes renovables no convencionales. A partir de la aprobación del Decreto 77/006 de promoción de la generación a partir de fuentes renovables, se realizó un llamado a licitación para la incorporación de una potencia total de 60 MW de generación a partir de fuentes renovables (biomasa, energía eólica y minihidráulica). En el marco de este Decreto se encomienda a UTE a celebrar contratos con privados que generen energía eléctrica a partir de biomasa, energía eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas.

De acuerdo al Decreto 403/009, se prevé la incorporación de 300 MW adicionales de energía eólica al 2015, mediante la modalidad de contratos de compraventa de energía eléctrica con UTE. A esto se agrega un proyecto de instalación de un parque eólico de 200 MW por parte de UTE que se encuentra a consideración.

Con relación a la generación solar, se prevé incorporar para el 2012 una planta de energía solar de 350 kW de potencia interconectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A partir de los últimos años se observa un aumento en la participación de la generación térmica, en parte debido a la mala situación hidrológica de los últimos años, y en parte a que, aún en condiciones climáticas normales, la capacidad de generación hidroeléctrica no alcanza para atender el crecimiento previsto de la demanda de energía eléctrica.

**Gráfica 4**  
**Oferta de energía eléctrica UTE**

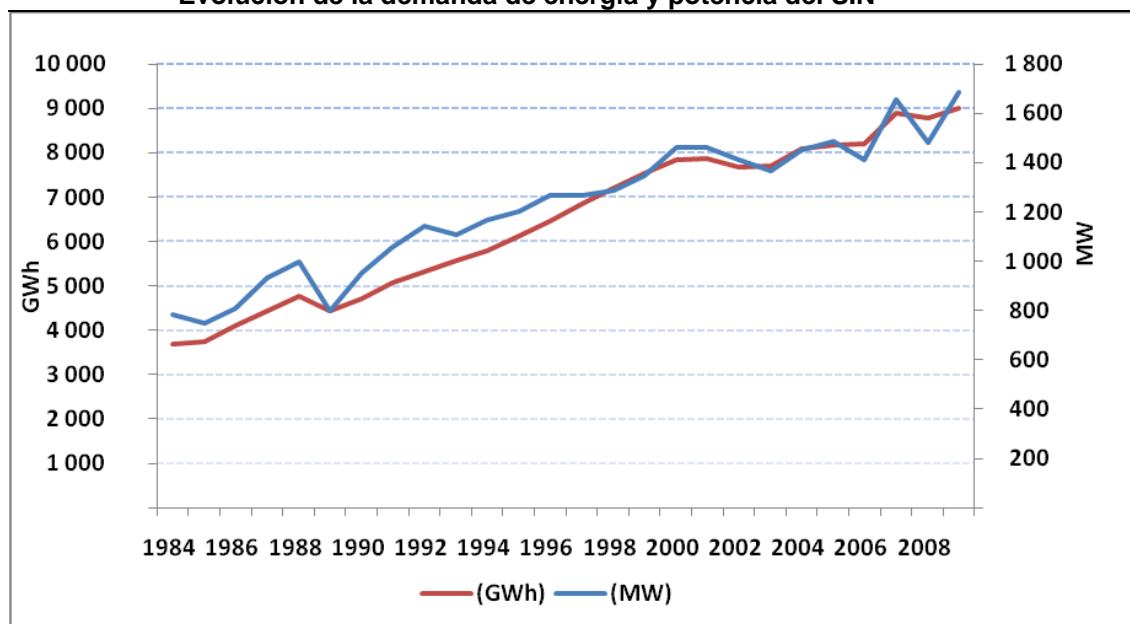


Fuente: UTE en cifras 2009, 2011.

En relación al intercambio con la región, en los últimos años se avanzó en la construcción de una línea de interconexión de 500 MW con Brasil y una convertidora de frecuencia que se estima estaría operativa a partir del año 2013.

Con respecto a la evolución de la demanda, a partir del año 2004, se registra un crecimiento del consumo de energía eléctrica. Se estima que esta tendencia se mantendría en el mediano plazo.

**Gráfica 5**  
**Evolución de la demanda de energía y potencia del SIN**



Fuente: DNE.

### **Principales características del subsector combustibles líquidos**

Uruguay no dispone de reservas probadas de combustibles fósiles por lo que la oferta es importada. La importación de petróleo crudo representa en promedio entre el 55% y 60% de la oferta primaria de energía<sup>4</sup>, lo que determina una fuerte dependencia de las condiciones de abastecimiento externo.

El consumo de derivados del petróleo representa la principal fuente energética a nivel nacional, con una participación del 46% del consumo final de energía (año 2008).

El petróleo crudo importado se procesa en la refinería de ANCAP. La capacidad actual de la refinería es de 50.000 barriles diarios de petróleo.

Las importaciones de petróleo y derivados representaron el 21% del valor de las importaciones totales y el 25% del valor de las exportaciones del año 2009. A partir del año 2005 se registra un aumento en su participación como consecuencia del impacto del aumento del precio internacional del petróleo y el aumento en la generación térmica local en base a derivados de petróleo.

La estructura actual de producción de la refinería en m<sup>3</sup> es la siguiente (datos año 2009):

- Combustibles Livianos: 33% (naftas, GLP, solventes)
- Combustibles Medios: 37% (gas oil, diesel oil, kerosene, turbocombustibles)
- Combustibles Pesados: 30% (fuel oil, residual de petróleo, asfaltos)

<sup>4</sup> "Balance Energético Nacional 2009", Dirección Nacional de Energía (2011)

Actualmente se encuentra en discusión un proyecto de ampliación de la capacidad de refinación y procesamiento de crudos pesados mediante la construcción de un módulo de conversión profunda de 60.000 bl/diarios.

### **Principales características del subsector gas natural**

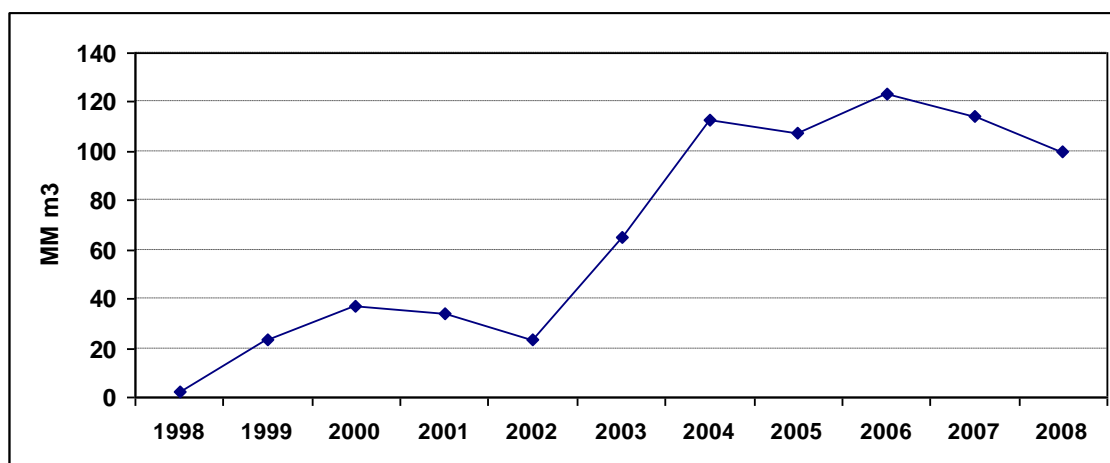
Uruguay no dispone de reservas probadas de gas natural.

El ingreso del gas natural a nuestro país se realiza mediante la importación desde el mercado argentino a través de dos gasoductos.

El primer punto de ingreso del gas natural corresponde al Gasoducto Buenos Aires-Montevideo (“Gasoducto Cruz del Sur”), que abastece la zona sur y la capital del país, y una capacidad máxima de transporte de 5 millones de m<sup>3</sup>/día. El gasoducto entró en operación a fines del año 2002.

El segundo punto de ingreso del gas natural es el Gasoducto del Litoral que une las ciudades de Entre Ríos (Argentina) y Paysandú (Uruguay). Se encuentra en operación desde octubre del año 1998. Este gasoducto abastece el interior del país y dispone de una capacidad máxima de transporte de 900 a 1200 Mm<sup>3</sup>/día (fuente: ANCAP).

**Gráfica 6**  
**Evolución de las importaciones de gas natural**  
**1998-2009**



Fuente: DNE.

El desarrollo de la red de distribución de gas natural es relativamente escaso.

La participación del gas natural en la matriz energética es prácticamente marginal (1.5% del consumo final de energía).

## **2.1 Enfoque sectorial**

La delimitación del alcance del sector se realizó atendiendo a las prioridades que surgen de las estrategias de política energética del gobierno para el período 2005-2030<sup>5</sup>, las estrategias generales de mitigación propuestas en el Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático y la disponibilidad de información.

<sup>5</sup> “Lineamientos de política energética 2005-2030”, DNE, revisión febrero 2010.

De acuerdo a los lineamientos de política energética, las estrategias de acción para el período son las siguientes:

- Diversificación de la matriz energética
- Reducción de la dependencia del abastecimiento de petróleo y derivados
- Introducción de fuentes de energía renovable no convencionales (energía eólica, biomasa, solar y agrocombustibles).
- Garantizar el abastecimiento de gas natural
- Introducción de nuevas fuentes de energía (gas natural y eventualmente carbón y/o nuclear)
- Promover la eficiencia energética en los sectores residencial, comercial-servicios, industria y transporte.

En función de la información disponible y de las características específicas que presenta el análisis del sector transporte, se optó por no incluir este sector dentro del alcance del estudio.

A partir del panorama del sector energético y los principales problemas y estrategias identificadas, se determinó el alcance sectorial de la evaluación.

## **1. Generación de energía eléctrica**

En función del crecimiento previsto en la demanda de energía eléctrica y las características del sistema eléctrico nacional (alta componente hidráulica), se requiere incorporar nueva capacidad instalada al sistema (potencia firme) que permita garantizar el abastecimiento de la demanda a mediano y largo plazo.

Esto plantea la discusión de qué alternativas tecnológicas se encuentran actualmente disponibles para atender el crecimiento previsto de la demanda.

En la medida que una de las estrategias de la política energética propuesta para el período 2005-2030 es promover la diversificación de la matriz energética, y específicamente de la matriz del sector eléctrico, se consideró adecuado incorporar la siguiente apertura por tecnología y fuente:

- Centrales térmicas de ciclo combinado y centrales turbogas a gas natural
- Centrales turbovapor – biomasa
- Generación eólica
- Minicentrales hidráulicas

La primera alternativa presupone un escenario de disponibilidad de gas natural asociado a la instalación de la planta de regasificación de GNL.

## **2. Energía solar térmica**

A partir de la aprobación de la Ley 18.585 de Promoción del Uso de la Energía Solar Térmica (2009), se establecen metas obligatorias de incorporación de energía solar térmica en las instalaciones del sector comercial-servicios y el sector público, de acuerdo a la importancia del consumo de energía para calentamiento de agua en el consumo total de energía del establecimiento.



No obstante, a la fecha aún no se encuentra reglamentada la Ley, por lo que no se dispone de información que permita incorporar el impacto previsto de su aplicación.

Por otra parte, se considera que el logro de las metas propuestas requiere la implementación de políticas activas de promoción de esta aplicación.

### **3. Cogeneración**

Si bien desde el punto de vista energético y económico la cogeneración constituye una alternativa conveniente, las limitaciones de información, en particular con relación al potencial de cogeneración disponible por rama de actividad y el nivel de inversión requerido, no hicieron posible incorporar medidas vinculadas al desarrollo de la cogeneración en los sectores industrial y comercial-servicios.

### **4. Combustibles líquidos**

Este subsector no fue considerado dentro del alcance del sector dado que la demanda de derivados del petróleo está vinculada, fundamentalmente, al sector transporte y, según fuera indicado anteriormente, el análisis del transporte no fue incorporado en el estudio.

## **2. Eficiencia energética**

A partir de la aprobación de la Ley 18.597 de Uso Eficiente de la Energía, se definen los lineamientos generales de la política de eficiencia energética. Si bien a la fecha aún no se encuentra reglamentada, se considera que la ley proporciona un marco general de medidas de política, por lo que se consideró adecuado incorporar el impacto de estas medidas en la evaluación de los FI&F correspondientes al sector energético.

Desde el año 2005 se encuentra en ejecución un “Programa Nacional de Eficiencia Energética”, a cargo de la DNE del Ministerio de Industria, Energía y Minería, en el marco de un contrato de donación firmado con el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) y el Banco Mundial. El programa comprende un conjunto de programas destinados a mejorar la eficiencia en la producción y el uso de energía a nivel de los distintos sectores.

En la medida que el programa finaliza en el año 2010, se considera necesaria la creación de una estructura institucional que permita dar continuidad a la política de eficiencia energética impulsada en los últimos años y ampliar el alcance del programa. Por lo tanto, se consideró esencial incorporar en el estudio la evaluación de los flujos de inversión y financieros requeridos para dar continuidad al programa.

## **2.2 Datos incorporados y escenarios**

### **2.2.1 Período de evaluación y parámetros de contabilización de costos**

---

En función de la disponibilidad de información, se adoptó como base el año 2006 y año horizonte 2030.

Desde el punto de vista económico, las hipótesis de crecimiento del PBI de la economía y sectoriales disponibles corresponden a las proyecciones macroeconómicas elaboradas por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) en el marco del Proyecto “Estrategias de Desarrollo Uruguay III Siglo” para el período 2006-2030.

Con respecto a la información energética, la última información disponible sobre estructura de consumo de energía por sector, fuente y uso corresponde al *Estudio de Consumo y Usos de la energía 2006*, elaborado por la DNE (2009).

Si bien existen estudios anteriores, en el caso del sector residencial es del año 1988 y del año 1992 en el caso industrial, por lo que han perdido vigencia.

Por lo tanto, si bien el período base propuesto en la guía metodológica para los estudios de evaluación es 2005, en el caso particular de Uruguay, el equipo de evaluación consideró adecuado utilizar el año 2006.

Con relación a la moneda de análisis, la evaluación de los flujos de inversión y financiamiento se realizó en dólares constantes expresados del 2005. A los efectos de la determinación de los flujos de inversión y financiamiento que se encuentran expresados en US\$ de otro período en dólares constantes de 2005, se utilizó como deflactor el índice de precios al consumidor de Estados Unidos publicado por el Global Insight, US Economic Outlook, October 2009. Para el cálculo de los flujos en dólares de 2005, se dividen los valores de cada año, expresados en dólares corrientes de cada año, por el valor que toma el índice de precios de EEUU para dicho año.

**Índice de precios al consumidor de EEUU**  
**Año 2005 = 100**

2005	100
2006	102.5
2007	106.7
2008	106.8
2009	109.8
2010	112.0
2011	114.2
2012	116.7
2013	118.8
2014	121.1
2015	123.5
2016	125.9
2017	128.4
2018	130.8
2019	133.3
2020	135.6
2021	138.0
2022	140.4
2023	142.8
2024	145.4
2025	148.2
2026	151.0
2027	153.9
2028	156.8
2029	159.9
2030	163.2

Fuente: Global Insight, US Economic Outlook, October 2009.

Finalmente, con respecto a la tasa de descuento, de acuerdo a las consideraciones que surgen del documento *Evaluación de Flujos de Inversión y Financiamiento. Tasa de descuento – Análisis de sensibilidad (ITDT)*, se supuso una tasa de descuento para la actualización de los FI&F acumulados al año base (2006) de 1% acumulativo anual (real). Según se indica en el documento mencionado, se considera adecuada la utilización de una tasa de descuento en el entorno del 1% y 5% anual para la realización de estudios vinculados a la evaluación de cambio climático.

## 2.2.2 Enfoque analítico

Desde el punto de vista metodológico, las proyecciones del consumo final de energía y los requerimientos de abastecimiento energético se determinaron mediante la aplicación del Modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System) desarrollado por el Stockholm Environment Institute- Boston (SEI – Boston).

Desde el punto de vista de la demanda, el LEAP se basa en el análisis del consumo de energía de los diferentes sectores de la demanda a partir de una apertura en módulos homogéneos de acuerdo a la modalidad de consumo de cada sector, siendo una herramienta muy flexible a la disponibilidad de información. Conceptualmente, un módulo homogéneo representa un conjunto de consumidores agrupados sobre la base de uno o varios criterios sociales, económicos, demográficos, espaciales, abastecidos con o sin determinadas fuentes energéticas, con una estructura similar en su consumo energético, y para los cuales se espera un similar comportamiento ante variaciones en los determinantes del consumo de energía.

Una vez determinada la evolución de la demanda energética, se determina la configuración de la oferta energética requerida para abastecer la demanda.

Desde el punto de vista de la demanda, el LEAP permite representar la demanda final de energía desagregada por sector, fuente, uso y tecnología.

A los efectos de la configuración del año base (año 2006), se consideró la información que surge del *“Estudio de Consumo y Usos de la Energía 2006”*, DNE (2009).

La demanda de energía se determinó en función de la proyección del nivel de actividad de cada sector, y la evolución prevista en la intensidad energética y la participación de las fuentes en el consumo del sector, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Demanda Final Energía} = \text{Nivel de Actividad} * \text{Intensidad energética} * \text{Participación Fuentes}$$

tal que,

Nivel de Actividad: se refiere a la variable explicativa que determina la evolución de la demanda final de energía del sector considerado. En el caso particular del sector residencial la variable nivel de actividad corresponde a la evolución del número de hogares.

En el caso de los sectores comercial e industrial el nivel de actividad del sector corresponde al VBP o VAB sectorial.

Intensidad energética: expresada en energía consumida por unidad de variable explicativa.

En el caso del sector residencial la unidad de consumo de energía considerada es el hogar, por lo que la intensidad energética queda determinada por el Consumo Final de Energía por hogar (CFE/hogar), medido en tep/hogar.

De acuerdo a la metodología de trabajo del LEAP, se determinó el consumo de energía por hogar por fuente y uso a partir de la información que surge del *“Estudio de Consumo y Usos de la Energía 2006”*. En base al consumo de energía neta que surge del estudio y el total de

hogares, se determinó el consumo de energía del sector por usos y fuentes. A efectos de determinar el consumo de energía neta se consideró la eficiencia o rendimiento por uso y fuente que surge del mencionado estudio.

En el caso de los sectores industrial y comercial-servicios la intensidad energética fue determinada por unidad de VAB (tep/VAB).

**Participación de las fuentes:** representa el porcentaje en el que participa cada fuente energética dentro del consumo neto total del sector.

A partir de las expresiones indicadas y de la evolución prevista de cada una de las variables explicativas (drivers), el modelo determina la prospectiva de la demanda final de energía por sector.

En el siguiente cuadro se indican los drivers de la demanda utilizados para la estimación de la demanda. Los valores propuestos para estas variables surgen del escenario socioeconómico:

<b>Sector</b>	<b>Drivers utilizados</b>
<b>Residencial</b>	Proyecciones de población urbana y rural, evolución del número de hogares e hipótesis sobre las evolución del PBI per cápita (distribución del ingreso)
<b>Comercial-servicios</b>	Evolución del VAB por rama actividad
<b>Industrial</b>	Evolución del VAB por rama actividad
<b>Agropecuario, pesca, minería y construcción</b>	Evolución del VAB sectorial
<b>Transporte</b>	Evolución del PBI

Las proyecciones de la población utilizadas corresponden a los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística (INE). La evolución en el número de hogares fue estimada a partir de la proyección de la población y la evolución en el número de integrantes por hogar, en base a las tendencias registradas en los últimos años, a partir de la información aportada por el INE.

Las proyecciones de crecimiento del VAB sectorial y el PBI de la economía corresponden a las proyecciones macroeconómicas de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), Proyecto “Estrategias de Desarrollo Uruguay III Siglo” para el período 2006-2030.

Una vez determinada la demanda de energía por sector y fuente de energía, el LEAP determina los requerimientos de energía necesarios para satisfacer la demanda.

La prospectiva de la oferta consiste en analizar los impactos que se observarán en el sistema de abastecimiento energético y los recursos para atender la demanda final de energía. El LEAP permite determinar la oferta de energía necesaria para abastecer la demanda de energía.

En lo que respecta a la configuración del sistema de abastecimiento de energía o estructura de la oferta, se realizó la siguiente apertura por centro de transformación:

- Autoproductores de energía eléctrica
- Transmisión y Distribución de energía eléctrica
- Centrales Eléctricas de Servicio Público
- Transmisión y Distribución de gas natural
- Planta de Gas Natural Licuado
- Refinería

La información de base utilizada para la configuración de la oferta de energía correspondiente al año base surge del Balance Energético Nacional de la DNE.

La apertura por centro de transformación considerada incluye los centros de transformación actuales y aquellos que se estima se irán incorporando en el país durante el período analizado en función de los requerimientos de la demanda.

A continuación se indican las principales características de los centros de transformación considerados en el estudio:

#### Autoprodutores de energía eléctrica:

Este centro de transformación agrupa las centrales eléctricas dedicadas a la producción de energía eléctrica para su propio consumo (autoconsumo).

#### Centrales eléctricas de Servicio Público:

Este centro agrupa las centrales eléctricas de servicio público que operan en el ámbito nacional y que se encuentran conectadas SIN y la producción y venta de excedentes de energía al SIN de los autoprodutores.

#### Transmisión y Distribución de energía eléctrica:

Este centro de transformación representa un centro ficticio dado que al interior de este centro no se produce una transformación en la medida que ingresa una fuente, en este caso electricidad, y sale la misma fuente menos una pérdida de energía que refleja las pérdidas técnicas que se producen en el proceso de transmisión y distribución (T&D) de energía eléctrica. El porcentaje de pérdidas de T&D corresponde a las pérdidas de energía correspondientes a la electricidad despachada a través del SIN.

#### Transmisión y Distribución de gas natural:

Este centro representa un centro de transformación ficticio dado que ingresa una fuente, en este caso gas natural, y sale de este proceso la misma fuente, menos una pérdida debida a las pérdidas técnicas del proceso de T&D, sin mediar un proceso de transformación.

#### Planta de Gas Natural Licuado:

Según fuera indicado anteriormente, en LEAP se representan los centros de transformación actuales y previstos para el horizonte de estudio. Este centro representa el proyecto de instalación de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) que se encuentra actualmente en estudio a nivel nacional.

#### Refinería

Este centro de transformación representa el proceso de transformación del petróleo crudo en derivados del petróleo. El mismo representa la capacidad total de refinación del país.

Una vez determinada la demanda de energía por sector y fuente de energía, el LEAP determina los requerimientos de energía necesarios para satisfacer la demanda. En el caso particular del sector eléctrico, una vez determinada la demanda de energía y las pérdidas de energía correspondientes al sistema de transmisión y distribución, se determinaron los requerimientos de energía a nivel de generación (energía y potencia).

### **2.2.3 Datos históricos de Flujos de Inversión, Flujos de financiamiento y costos de O &M y subsidios**

---

Los datos históricos (período 2003-2005) sobre inversiones y costos de operación y mantenimiento provienen de la Memoria Anual de UTE y los informes de ejecución presupuestal del Programa de Eficiencia Energética de la DNE.

En el caso de la información de la Memoria Anual de UTE no es posible identificar las fuentes de financiamiento por tipo de inversión por lo que se asimiló al total de fondos nacionales del gobierno.

A continuación se presentan los resultados correspondientes a las inversiones, desagregados por tipo de inversión, y los costos de O&M históricos, para los subsectores incluidos en el análisis.

**Cuadro 2**

**Información histórica de Flujos de Inversión y Fuentes de Financiamiento del Sector Energía (2003-2005)**

En miles dólares de 2005

Categoría de entidad de inversión y Fuente de Fondos de FI y FF	GENERACION ENERGIA ELECTRICA								
	AÑO 2003			AÑO 2004			AÑO 2005		
	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF
<b>HOGARES</b> Nacionales Activos y deudas									
<b>TOTAL HOGARES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EMPRESAS</b> Nacionales Activos nacionales Préstamos nacionales									
<b>TOTAL DE FUENTES NACIONALES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Extranjeras Inv. Extranjeras Directas Préstamos del exterior AOD									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DE FONDOS CORPORATIVOS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GOBIERNO</b> Nacionales									
<b>TOTAL FUENTES NACIONALES</b>	106	0	106	1014	0	1014	103034	0	103034
Extranjeros Préstamos del exterior AOD bilateral AOD multilateral									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>									
<b>TOTAL DE FONDOS DE GOBIERNOS</b>	106	0	106	1014	0	1014	103034	0	103034
<b>TOTAL DE FONDOS</b>	106	0	106	1014	0	1014	103034	0	103034

Fuente: Memoria Anual UTE 2003-2005.

**Cuadro 3**

**Cuadro Información histórica de Flujos de Inversión y Fuentes de Financiamiento del Sector Energía (período 2003-2005)**

En miles de dólares de 2005

Categoría de entidad de inversión y Fuente de Fondos de FI y FF	TRANSMISION								
	AÑO 2003			AÑO 2004			AÑO 2005		
	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF
<b>HOGARES</b>									
Nacionales									
Activos y deudas									
<b>TOTAL HOGARES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EMPRESAS</b>									
Nacionales									
Activos nacionales									
Préstamos nacionales									
<b>TOTAL DE FUENTES NACIONALES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Extranjeras									
Inv. Extranjeras Directas									
Préstamos del exterior									
AOD									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DE FONDOS CORPORATIVOS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GOBIERNO</b>									
Nacionales									
<b>TOTAL FUENTES NACIONALES</b>	77130	0	77130	18994	0	18994	3294	0	3294
Extranjeros									
Préstamos del exterior									
AOD bilateral									
AOD multilateral									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>									
<b>TOTAL DE FONDOS DE GOBIERNOS</b>	77130	0	77130	18994	0	18994	3294	0	3294
<b>TOTAL DE FONDOS</b>	77130	0	77130	18994	0	18994	3294	0	3294



**Cuadro 4**

**Cuadro Información histórica de Flujos de Inversión y Fuentes de Financiamiento del Sector Energía (período 2003-2005)**

En miles de dólares de 2005

Categoría de entidad de inversión y Fuente de Fondos de FI y FF	DISTRIBUCION								
	AÑO 2003			AÑO 2004			AÑO 2005		
	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF
<b>HOGARES</b>									
Nacionales									
Activos y deudas									
<b>TOTAL HOGARES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EMPRESAS</b>									
Nacionales									
Activos nacionales									
Préstamos nacionales									
<b>TOTAL DE FUENTES NACIONALES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Extranjeras									
Inv. Extranjeras Directas									
Préstamos del exterior									
AOD									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DE FONDOS CORPORATIVOS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GOBIERNO</b>									
Nacionales									
<b>TOTAL FUENTES NACIONALES</b>	66504	0	66504	75139	0	75139	35917	0	35917
Extranjeros									
Préstamos del exterior									
AOD bilateral									
AOD multilateral									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>									
<b>TOTAL DE FONDOS DE GOBIERNOS</b>	66504	0	66504	75139	0	75139	35917	0	35917
<b>TOTAL DE FONDOS</b>	66504	0	66504	75139	0	75139	35917	0	35917

**Cuadro 5**

**Cuadro Información histórica de Flujos de Inversión y Fuentes de Financiamiento del Sector Energía (período 2003-2005)**

En miles de dólares de 2005

Categoría de entidad de inversión y Fuente de Fondos de FI y FF	OTRAS INSTALACIONES SECTOR ELECTRICO								
	AÑO 2003			AÑO 2004			AÑO 2005		
	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF
<b>HOGARES</b>									
Nacionales									
Activos y deudas									
<b>TOTAL HOGARES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EMPRESAS</b>									
Nacionales									
Activos nacionales									
Préstamos nacionales									
<b>TOTAL DE FUENTES NACIONALES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Extranjeras									
Inv. Extranjeras Directas									
Préstamos del exterior									
AOD									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DE FONDOS CORPORATIVOS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GOBIERNO</b>									
Nacionales									
<b>TOTAL FUENTES NACIONALES</b>	9500	0	9500	19179	0	19179	18999	0	18999
Extranjeros									
Préstamos del exterior									
AOD bilateral									
AOD multilateral									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>									
<b>TOTAL DE FONDOS DE GOBIERNOS</b>	9500	0	9500	19179	0	19179	18999	0	18999
<b>TOTAL DE FONDOS</b>	9500	0	9500	19179	0	19179	18999	0	18999

Cuadro 6

## Cuadro Información histórica de Flujos de Inversión y Fuentes de Financiamiento del Sector Energía (período 2003-2005)

En miles de dólares de 2005

Categoría de entidad de inversión y Fuente de Fondos de FI y FF	PROGRAMA EFICIENCIA ENERGETICA								
	AÑO 2003			AÑO 2004			AÑO 2005		
	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF
<b>HOGARES</b>									
Nacionales									
Activos y deudas									
<b>TOTAL HOGARES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EMPRESAS</b>									
Nacionales									
Activos nacionales									
Préstamos nacionales									
<b>TOTAL DE FUENTES NACIONALES</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Extranjeras									
Inv. Extranjeras Directas									
Préstamos del exterior									
AOD									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DE FONDOS CORPORATIVOS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GOBIERNO</b>									
Nacionales									
<b>TOTAL FUENTES NACIONALES</b>	0	0	0	0	0	0	474	336	810
Extranjeros									
Préstamos del exterior									
AOD bilateral									
AOD multilateral	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>TOTAL DE FONDOS DE GOBIERNOS</b>	0	0	0	0	0	0	474	337	811
<b>TOTAL DE FONDOS</b>	0	0	0	0	0	0	474	337	811

**Cuadro 7**

**Flujos totales de inversiones y financiamiento históricos (período 2003-2005)**

En miles de dólares de 2005

Categoría de la entidad inversora/ Fuente de los Fondos	FLUJOS DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO HISTORICOS								
	AÑO 2003			AÑO 2004			AÑO 2005		
	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF	FI	FF	TOTAL FI&FF
<b>HOGARES</b>									
Nacionales									
Activos y deudas			0			0			0
<b>TOTAL HOGARES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>EMPRESAS</b>									
Nacionales									
Activos nacionales			0			0			0
Préstamos nacionales			0			0			0
<b>TOTAL DE FUENTES NACIONALES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Extranjeras									
Inv. Extranjeras Directas			0			0			0
Préstamos del exterior			0			0			0
AOD			0			0			0
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL DE FONDOS CORPORATIVOS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>GOBIERNO</b>									
Nacionales									
<b>TOTAL FUENTES NACIONALES</b>	<b>153241</b>	<b>0</b>	<b>153241</b>	<b>114327</b>	<b>0</b>	<b>114327</b>	<b>161718</b>	<b>336</b>	<b>162054</b>
Extranjeros									
Préstamos del exterior									
AOD bilateral									
AOD multilateral									
<b>TOTAL DE FUENTES EXTRANJERAS</b>							<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL DE FONDOS DE GOBIERNOS</b>	<b>153241</b>	<b>0</b>	<b>153241</b>	<b>114327</b>	<b>0</b>	<b>114327</b>	<b>161718</b>	<b>337</b>	<b>162055</b>
<b>TOTAL DE FONDOS</b>	<b>153241</b>	<b>0</b>	<b>153241</b>	<b>114327</b>	<b>0</b>	<b>114327</b>	<b>161718</b>	<b>337</b>	<b>162055</b>

**Cuadro 8**  
**Costos históricos de O&M (en miles de dólares de 2005)**

Categoría de la entidad inversora/ Fuente de los Fondos	GENERACION			PROGRAMA EFICIENCIA ENERGETICA		
	2003	2004	2005	2003	2004	2005
<b>Hogares</b>						
Nacionales						
Activos y deudas						
<b>TOTAL COSTO O&amp;M HOGARES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Corporaciones</b>						
Nacionales						
Activos nacionales						
Préstamos nacionales						
Total de Fuentes Nacionales	0	0	0	0	0	0
Extranjeras						
Inv. Extranjeras Directas						
Préstamos del exterior						
AOD						
Total de Fuentes Extranjeras	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL COSTO O&amp;M CORPORACIONES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Gobiernos</b>						
Nacionales						
Fondos nacionales	31,379	80,407	84,491			296
Extranjeros						
Préstamos del exterior						
AOD bilateral						
AOD multilateral						
Total de Fuentes Extranjeras	0	0	0			22
<b>TOTAL COSTO O&amp;M DE GOBIERNOS</b>	<b>31379</b>	<b>80407</b>	<b>84491</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>318</b>
<b>TOTAL COSTO ANUAL DE O&amp;M</b>	<b>31379</b>	<b>80407</b>	<b>84491</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>318</b>

Durante el período 2003-2005 se realizaron inversiones en el sector por un monto de 430 MM de dólares (expresados en dólares de 2005).

El bajo nivel de inversiones registrado durante el 2003 está asociado al impacto de la crisis económica y la reducción en el nivel de inversiones anuales.

Con respecto al tipo de inversión, el 25% de las inversiones corresponden al sector generación.

Durante el 2005 se iniciaron las obras de construcción de una nueva central térmica (Central de Punta del Tigre) de 300 MW de potencia. Es importante mencionar que la última inversión realizada en generación, corresponde a la central térmica de La Tablada, construida en el año 1991.

Este proyecto contribuye a asegurar el suministro de energía eléctrica en condiciones de baja hidraulicidad y en el escenario de crecimiento de la demanda, y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Si bien la central está diseñada para generar con gas oil, en un escenario de disponibilidad de gas natural, es posible reconvertir la central a la tecnología de ciclo combinado, de mayor rendimiento y menor costo de generación.

Los primeros 200 MW se incorporaron al sistema eléctrico en el 2006.

Con respecto al desarrollo de energías renovables, durante el 2005 se acordó la instalación por parte de UTE de un parque eólico de 10 MW de potencia, mediante el programa de conversión de deuda de Uruguay con España.

En un panorama energético con tendencia de precios decrecientes de las tecnologías de las energías renovables, creciente internalización de costos ambientales y costos de generación térmica convencional crecientes debido al incremento del precio del petróleo, y en consonancia con los lineamientos de política energética del MIEM, UTE apuesta al ingreso paulatino de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.

En este sentido, durante el 2005 se inició el proceso para la compra de energía a generadores privados a partir de fuentes renovables (eólica y biomasa).

Las inversiones realizadas en transmisión, están vinculadas al proyecto de reducción de pérdidas técnicas financiado por el BM.

Las inversiones en distribución incluyen la inversión correspondiente a los programas de electrificación rural y el programa de electrificación con paneles solares.

El programa de electrificación con paneles solares se ejecuta en el marco del programa de eficiencia energética a cargo del MIEM y UTE, y el apoyo financiero del BM-GEF. El programa comprende la instalación de 1000 módulos fotovoltaicos para satisfacer los requerimientos básicos de electricidad en viviendas y servicios públicos como escuelas, destacamentos policiales y policlínicas, que se encuentran aislados y alejados de las redes de distribución, y bajas demandas.

Por otra parte, se incluyeron las inversiones correspondientes a la renovación de la red de distribución correspondientes al programa de reducción de pérdidas de energía de la empresa eléctrica.

A fines de diciembre de 2004, UTE crea formalmente la Unidad de Servicios de Eficiencia Energética (USCO), dependiente de la Dirección Distribución y Comercial.

Esta decisión se enmarca en un acuerdo realizado entre Uruguay y el BM-GEF a efectos de concretar un Proyecto de Eficiencia Energética a nivel nacional.

Los objetivos del proyecto son:

- promover el uso eficiente de la energía en Uruguay.
- reducir la dependencia de la economía uruguaya de los combustibles importados.
- reducir emisiones de gases de efecto invernadero que aumentan el riesgo de cambio climático.

La ejecución del proyecto está a cargo del Ministerio de Industria Energía y Minería, a través de la Dirección Nacional de Energía.

Por su parte, UTE se compromete a invertir en proyectos de gerenciamiento de la demanda (DSM) y de eficiencia energética, incluyendo proyectos pilotos ya identificados para proveer de equipos eléctricos eficientes a usuarios residenciales, instalar alumbrado público eficiente en municipios, reducir pérdidas y mejorar la eficiencia en el consumo de energía en barrios de bajos ingresos de Montevideo, y proveer servicios modernos eficientes de energía en zonas rurales aisladas de la red eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos.

La unidad de gerenciamiento del proyecto de eficiencia energética de la DNE se conformó a mediados de 2005.

A continuación se presenta un resumen de la ejecución del programa de eficiencia energética durante el 2005:

**Cuadro 9**  
**Programa de Eficiencia Energética**  
**Inversiones y Costos de O&M por componente y actividad**  
**En miles de dólares de 2005**

COMPONENTES Y ACTIVIDADES DEL PROYECTO	2005		
	GEF	AP.LOCAL	Total
<b>1- DESARROLLO DEL MERCADO DE E.E. (M.I.E.M.)</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
<b>1.1 FORTALECIMIENTO DEL MERCADO</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
<b>A POLITICAS Y REGULACIONES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>B ETIQUETADO Y ESTANDARES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Equipos laboratorios	0	0	0
Marketing programa etiquetado	0	0	0
Programa de Normalización			
Técnica: ensayos y etiquetados	0	0	0
Otras consultorías y asistencia en etiquetado y estándares.	0	0	0
<b>C ENTRENAMIENTO Y EDUCACION</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Capacitación en el sector público	0	0	0
Programa de educación primaria y secundaria.	0	0	0
<b>D ASISTENCIA A ESCOs</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Instrumentos comerciales	0	0	0
Capacitación a ESCOs	0	0	0
<b>DIVULGACION ,SEMINARIOS Y</b>			
<b>E TALLERES</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
<b>1.2 FONDO URUGUAYO DE EFICIENCIA ENERGETICA</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(FUEE)				
	<b>A LANZAMIENTO Y MARKETING PRESTAMOS CONTINGENTES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>B PARA ESTUDIOS (ppan privados)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Estudios	0	0	0
	<b>C PRESTAMOS PARA FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS (ppan privados)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	FUEE	0	0	0
<b>2- SERVICIOS DE EFICIENCIA ENERGETICA (UTE)</b>		<b>0</b>	<b>1,091</b>	<b>1,091</b>
<b>2.1 ESTABLECIMIENTO DE UTE-USEE</b>		<b>0</b>	<b>617</b>	<b>617</b>
	A ASISTENCIA TECNICA PARA ORGANIZACIÓN Y PROYECTOS	0	0	0
	B PERSONAL OFICINAS Y EQUIPAMIENTO	0	282	282
	C ENCUESTAS Y MARKETING	0	332	332
	D ENTRENAMIENTO, MONITOREO Y EVALUACION	0	3	3
<b>2.2 PROGRAMAS INVERSION EN EFICIENCIA ENERGETICA</b>		<b>0</b>	<b>78</b>	<b>78</b>
	A PROYECTOS DE INVERSION	0	0	0
	B BARRIOS CARENCIADOS	0	78	78
	C ILUMINACION	0	0	0
	D REPLICACIONES Y OTROS PROYECTOS A IDENTIFICAR	0	0	0
<b>2.3 INVERSIONES EN SFR</b>		<b>0</b>	<b>396</b>	<b>396</b>
	A DESARROLLO DEL PROGRAMA	0	1	1
	B INVERSIONES	0	394	394
<b>3- GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO (MIEM)</b>		<b>22</b>	<b>45</b>	<b>67</b>
<b>3.1 UNIDAD DE GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO</b>		<b>22</b>	<b>14</b>	<b>36</b>
<b>3.2 ASISTENCIA DE UTE TOTAL DE GASTOS DEL PROYECTO U\$S</b>		<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
		<b>23</b>	<b>1,136</b>	<b>1,160</b>

Fuente: Reporte de Ejecución presupuestal del Proyecto de Eficiencia Energética, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, 2010.



**Cuadro 10**  
**Programa de eficiencia energética**  
**En miles de dólares de 2005**

Fuente de financiamiento			FF	FI	OyM
GEF			1	0	22
Aporte Local	MIEM		0	0	14
	UTE		335	474	282
	Privados	Prest. Nac.	0		
		Capital Privado	0		
<b>Total</b>			<b>337</b>	<b>474</b>	<b>318</b>

Fuente: Reporte de Ejecución presupuestal del Proyecto de Eficiencia Energética, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, 2010.

Con respecto a los costos de O&M, el año 2004 se caracterizó en general por la escasez de precipitaciones, por lo que los aportes a las centrales hidráulicas fueron bajos casi todo el año. Si se considera desde 1980 a la fecha, esta fue la segunda peor sequía, luego de la sequía de 1989.

Esto determinó que fuera necesario recurrir al parque generador térmico, con el consecuente aumento en el costo de combustible. De acuerdo a los resultados del cuadro 11, los costos aumentaron de 30 MM US\$ a 80 MM US\$ entre el 2003 y 2004.

Desde el punto de vista hidrológico, durante los primeros meses del 2005 se mantuvo una fuerte sequía; a partir del segundo trimestre comenzaron a registrarse valores hídricos normales.

El aumento en los costos de generación correspondiente al 2005 refleja el aumento en el precio internacional del petróleo.

## 2.2.4 Escenario de Línea de Base

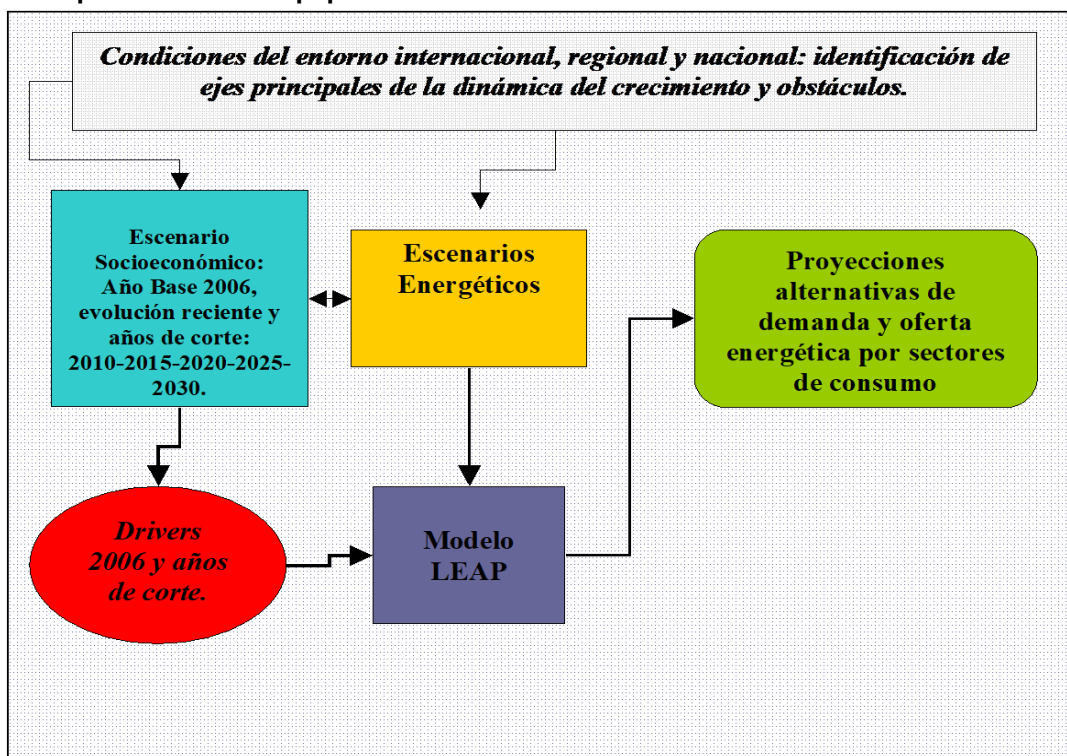
### 2.2.4.1 Escenario socioeconómico

Según surge del gráfico, el escenario socioeconómico proporciona información acerca de la evolución prevista de las variables que influyen directamente sobre el comportamiento de las variables energéticas.

Este escenario incorpora hipótesis de crecimiento global de la economía y sectoriales para el período de estudio, y supuestos referidos a la evolución prevista del PBI por habitante, proyecciones de crecimiento de la población, distribución del ingreso y la evolución prevista del precio de los energéticos.

Figura 3

Representación del papel del Escenario Socioeconómico en el contexto del estudio



Fuente: Proyecto ERECC. Estudios de Mitigación, D. Bouille (2009).

A continuación se explicitan las principales hipótesis consideradas para la construcción del escenario socioeconómico:

- Se supuso una tasa de crecimiento del PBI de 3.79% ac. anual durante el período 2006-2030. Se prevé un crecimiento sostenido de la economía hasta el año 2020. A partir del 2020 la economía registraría un menor ritmo de crecimiento acompañando la evolución prevista de la economía mundial y regional.

**Cuadro 11**  
Tasa de crecimiento anual del PBI  
(precios constantes de 2006)

Período	Tasa crec. acum. anual
2006-2010	4,56%
2010-2015	3,88%
2015-2020	3,88%
2020-2025	3,40%
2025-2030	3,40%
<b>2006-2030</b>	<b>3.79%</b>

Fuente: OPP

Las hipótesis de crecimiento del PBI corresponden a las proyecciones macroeconómicas elaboradas por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) para el período 2006-2030, en el marco del Proyecto “Estrategias de Desarrollo Uruguay III Siglo” (2008-2009).

Desde el punto de vista sectorial, se asume una cierta continuidad del patrón de crecimiento registrado en los últimos años. Las estimaciones de crecimiento del VAB sectorial fueron determinadas a partir de los resultados del estudio citado anteriormente, según se indica en el siguiente cuadro:

**Cuadro 12**  
**Tasas de crecimiento del VAB sectorial**  
**período 2006-2030**

Sector	Tasa crec. acum. anual
Agropecuario	2,19%
Minería	2,67%
Industria manufacturera	3,85%
Construcción	4,01%
Comercial/servicios	3,97%
Transporte, almac. y comunicaciones	3,58%
<b>PBI economía</b>	<b>3,79%</b>

Fuente: OPP

- Los ejes del crecimiento de la economía serían las exportaciones y el mercado interno, en este último caso asociado a las mejoras previstas en la distribución del ingreso.
- Con respecto a la evolución de la población, se supuso se mantiene el patrón de crecimiento demográfico registrado en los últimos censos de población, caracterizado por un muy lento crecimiento demográfico (0.31% a.a), de acuerdo a las proyecciones del Instituto Nacional de Estadística.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de la evolución prevista de las principales variables explicativas que caracterizan el escenario socioeconómico:

**Cuadro 13**  
**Evolución de las principales variables explicativas**  
**período 2006-2030**

Variable explicativa	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Población (miles)	3314	3356	3415	3471	3519	3570
Nro. hogares (miles)	1100	1128	1190	1208	1246	1284
Tasa crec. anual población	---	0,32%	0,35%	0,33%	0,28%	0,29%
PBI (miles \$ constantes 1983)	312293	373216	451352	545847	645270	762803
Tasa crec. PBI acum. anual		4,6%	3,9%	3,9%	3,4%	3,4%
Tasa crec. PBI per cápita ac. anual		4.2%	2.8%	2.8%	2.4%	2.4%

Fuente: BCU, INE y OPP.

### 2.2.4.2 Escenario Energético de Línea de Base

A partir de este escenario socioeconómico, se construyó un Escenario Energético de Línea de Base.

El Escenario Energético de Línea de Base consiste en una descripción de cómo evolucionará el sistema energético en el largo plazo, en ausencia de nuevas y explícitas medidas dirigidas a mitigar los efectos del cambio climático. Este escenario supone que el comportamiento futuro del sistema energético seguirá la evolución histórica sin cambios estructurales. Esto supone la continuidad de la estructura y el funcionamiento que el sistema energético tuvo en el pasado cercano o, eventualmente, el mantenimiento de los cambios paulatinos observados.

Este escenario incorpora hipótesis referidas a la evolución de la demanda y la oferta de energía.

## Demanda de Energía

---

Con relación a la evolución prevista de la demanda de energía, el escenario energético de línea de base incorpora hipótesis referidas a la participación de las distintas fuentes energéticas a nivel sectorial, la evolución de los precios relativos de los distintos energéticos, la evolución de la eficiencia por uso y fuente que surge de las tendencias históricas y la variación en la intensidad energética por sector, de acuerdo a las tendencias de los últimos años.

En este escenario se supuso que la eficiencia por sector, uso y fuente se mantiene constante durante el período de estudio.

Con respecto al desarrollo del mercado interno de gas natural, se supuso que el escenario de línea de base presenta problemas de disponibilidad de gas natural, por lo que no se incorporaron hipótesis vinculadas a la implementación de políticas de desarrollo del mercado de gas y sustitución entre energéticos.

Con respecto a la evolución de la intensidad energética, se supuso que se mantiene la tendencia histórica. A los efectos de la caracterización del escenario, se adoptaron las hipótesis que surgen del *“Estudio de Prospectiva de la Demanda y Oferta de Energía 2006-2030”* de la DNE<sup>6</sup>.

En relación al desarrollo previsto de la energía solar térmica, se considera que, si bien existe un marco legal de promoción de esta fuente (Ley 18.585 de Promoción de Energía Solar), la misma aún no se encuentra reglamentada. Por lo tanto, se supuso que en este escenario no se implementan políticas específicas de promoción de la energía solar térmica, por lo que no se incorporaron hipótesis vinculadas a su desarrollo.

Desde el año 2005 se encuentra en ejecución el Programa de Eficiencia Energética financiado por el BM-GEF, coordinado por la DNE. El Programa finaliza a mediados del año 2011.

En el 2009 fue aprobada la Ley de Uso Eficiente de la Energía (Ley 18.597) que declara del interés nacional el uso eficiente de la energía con el propósito de *“contribuir con la competitividad de la economía nacional, el desarrollo sostenible del país y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero”*.

La ley incorpora la eficiencia energética como parte de la política energética de largo plazo, y establece la creación de una Unidad de Eficiencia Energética (UEE) dentro de la DNE, a cargo de la implementación de la política de eficiencia energética.

En el escenario de línea de base se consideraron las inversiones y costos de O&M vinculados a la ejecución del programa de eficiencia energética correspondientes al período 2006-2011. A partir de esta fecha, en que finaliza el programa, aún no existe financiamiento, por lo que se optó por incorporar el impacto de esta medida en el escenario de mitigación.

## Oferta de energía

---

Con respecto a la oferta de energía, el Escenario de Línea de Base incorpora hipótesis referidas a la estructura del sistema de abastecimiento energético y la evolución de los precios relativos de los energéticos.

---

<sup>6</sup> “Estudio de Prospectiva de la Demanda y Oferta de Energía de Uruguay”, N. Di Sbroiavacca – F. Lallana, 2009

El Escenario de Línea de Base supone que ingresan únicamente las obras requeridas para garantizar el abastecimiento de energía decididas o en construcción, con excepción del sector eléctrico en que se incorporó el aumento requerido en la capacidad instalada para atender el crecimiento previsto en la demanda de energía eléctrica.

Si bien actualmente se encuentran en ejecución y/o previstos diversas medidas de política energética y proyectos que constituyen medidas de mitigación, a los efectos de la configuración y evaluación de los flujos de inversión y financiamiento asociados al Escenario de Línea de Base, el criterio general adoptado fue incorporar en este escenario únicamente aquellas medidas que disponen de financiamiento. Aquellas medidas y/o proyectos en los que se considera que existe incertidumbre en relación a su posibilidad de concreción, fueron incorporadas en el escenario de mitigación.

En lo que respecta a la producción de derivados del petróleo, se supone que no se incrementa la capacidad de refinación durante el período de estudio (2006-2030). Una vez alcanzada la capacidad máxima de producción, los requerimientos de derivados del petróleo que surgen del escenario de demanda que no satisfaga la refinería se cubren con importaciones.

Con relación al abastecimiento de gas natural, el Escenario de Línea de Base constituye un escenario con problemas de disponibilidad de gas natural, por lo que se supuso se mantienen las restricciones de Argentina a las exportaciones de gas natural, en un nivel relativamente similar al actual.

Se supuso que en este escenario no estaría disponible la planta de gas natural licuado (GNL) que se encuentra en cartera.

Por lo tanto, se supuso que no habría gas natural para las centrales de generación térmica. En este escenario, se asume que la expansión de la capacidad instalada en el sector eléctrico se realizaría mediante la instalación de centrales térmicas convencionales a carbón mineral y turbinas a gas oil, y un aumento en la generación a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (eólica y biomasa).

El criterio general a partir del cual fueron determinadas las hipótesis de expansión de la capacidad instalada del sector eléctrico, se basa en la construcción de escenarios de expansión alternativos, suficientemente contrastados, que permitan reflejar dos estrategias de expansión claramente diferenciadas.

En lo que respecta a la generación hidroeléctrica, en la medida que el potencial hidráulico a gran escala se encuentra prácticamente aprovechado en su totalidad, se supuso que no se incorporan nuevas grandes centrales hidroeléctricas.

A partir de la información de UTE, se consideró un escenario de hidraulicidad media.

Se incorporaron los proyectos de generación a partir de fuentes renovables adjudicados en el marco del Decreto 77/006 de Promoción de Energías Renovables, que se encuentran actualmente en ejecución y/o en construcción, de acuerdo a la fecha prevista de entrada en operación.

Se incorporaron 150 MW adicionales de generación eólica durante el período 2013-2015 asociados al llamado a licitación realizado en el marco del Decreto 403/009 y que fuera recientemente adjudicado. Asimismo, se incorporó la instalación de los 150 MW adicionales que se prevé realizar en un segundo llamado a licitación.

Respecto a los proyectos de generación a partir de biomasa, se supuso una capacidad instalada de 140 MW adicionales a partir del año 2015 de acuerdo a los lineamientos de política energética de la DNE. Esta capacidad no incluye la potencia correspondiente a la planta de celulosa de UPM (30 MW que inyecta a la red).

No se incorporaron hipótesis de instalación de capacidad de generación en centrales minihidráulicas en este escenario.

Se supuso que los intercambios energéticos con Argentina y Brasil operan de respaldo de la generación local de forma de priorizar la generación local.

En lo que respecta a la integración regional únicamente se consideraron las obras de interconexión existentes y el proyecto de interconexión de 500 MW con Brasil que se encuentra en ejecución, a partir del año 2013.

No se incorporaron hipótesis de incorporación de microgeneración en el escenario de línea de base (Decreto 173/010).

En lo que respecta a las necesidades de respaldo, se adoptó el criterio que utiliza UTE para la elaboración de la planificación de largo plazo. El criterio considerado es que aún con la crónica más seca, sin ninguna importación y un factor de disponibilidad de 85% del parque térmico, la falla no supere el 10% de la demanda anual.

Finalmente, se incorporaron hipótesis referidas a la evolución prevista del precio de los energéticos.

### 2.2.4.3 Prospectiva de la Demanda y Oferta de Energía 2006-2030. Escenario de Línea de Base

#### Proyección de la demanda de energía

En base a las hipótesis definidas en el escenario socioeconómico y el escenario energético de línea de base, se estimó la evolución de la demanda final de energía para el período 2006-2030.

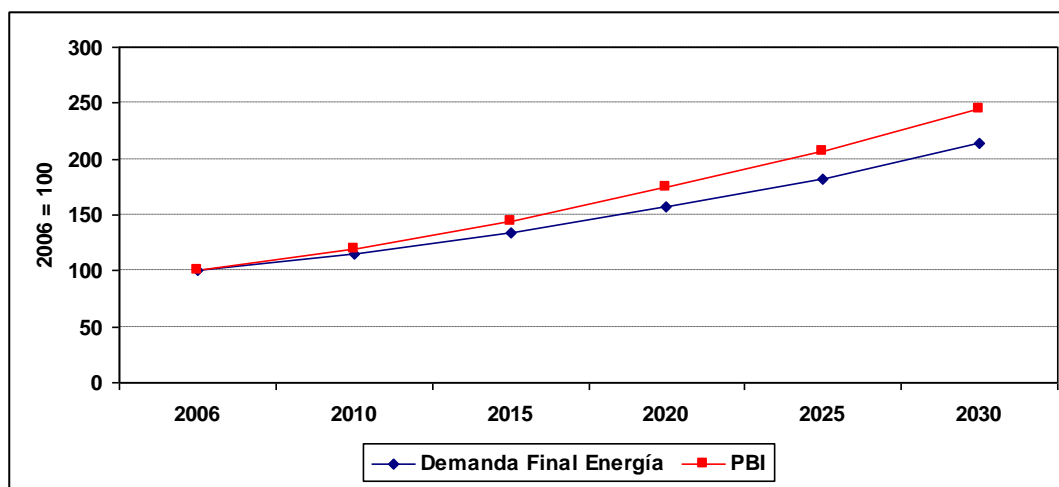
Se estima que la demanda final de energía crecerá a una tasa del 3,22% acum.anual en el Escenario de Línea de Base, por debajo de la tasa de crecimiento prevista del PBI (3.79%), lo que implica una mejora de eficiencia en la producción y consumo de energía y una tendencia a la baja en la intensidad energética.

**Cuadro 14**  
**Evolución de la Demanda Final de Energía 2006-2030**  
**Escenario de Línea de Base**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa crec.a.a
<b>Demanda Final Energía (ktep)</b>	2713.8	3109.9	3639.1	4269.5	4965.3	5811.2	<b>3.22%</b>
<b>PBI (miles \$ constantes 1983)</b>	312293	373216	451352	545847	645270	762803	<b>3,79%</b>

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados de LEAP.

**Gráfica 7**  
**Evolución Demanda Final de Energía 2006-2030**  
**Escenario de Línea de Base**



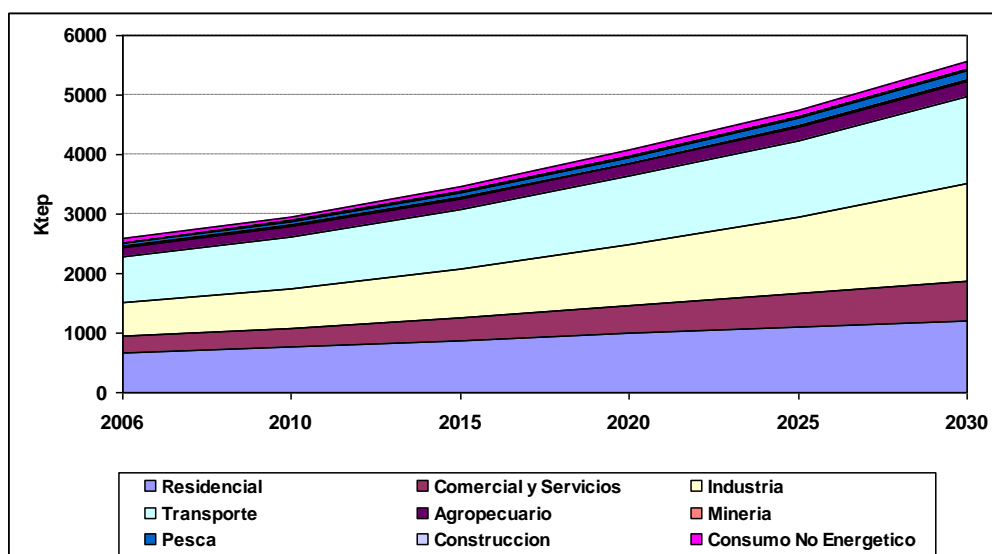
**Cuadro 15**  
**Evolución Demanda Final de Energía (2006-2030)**  
**Escenario de Línea de Base**  
**Año 2006 = 100**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Demanda Final de Energía</b>	100	114.4	133.8	157.0	182.6	213.7
<b>PBI</b>	100	119.5	144.5	174.8	206.6	244.3

Según surge de la siguiente gráfica, el sector más dinámico desde el punto de vista del consumo de energía, sería la industria, con una tasa de crecimiento de 4.5% a.a. durante el período. Se prevé que la industria aumente su participación del 22.0% del consumo final de energía en el año 2006 al 29.5% en el 2030. Este incremento estaría asociado al crecimiento previsto en el VAB de la industria, en particular de la rama de papel y celulosa. En este último caso, en el 2008 se destaca el impacto de la entrada en operación de la planta de celulosa de UPM<sup>7</sup> (ex Botnia).

<sup>7</sup> "Balance Energético Nacional 2009", Dirección Nacional de Energía, 2011.

**Gráfica 8**  
**Prospectiva de la Demanda Final de Energía por Sectores**  
**Escenario de Línea de Base**



Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

**Cuadro 16**  
**Prospectiva de la Demanda Final de Energía por Sectores (ktep)**  
**Escenario de Línea de Base**

Sector	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa crec. a.a.
Residencial	675.3	766	883.3	994.6	1105.6	1209.7	2.4%
Comercial y Servicios	261.4	313.4	382.5	467.3	558.9	669.7	4.0%
Industria	567.6	666.7	815.7	1024.5	1282.6	1643.9	4.5%
Transporte	783.2	877.7	1000.5	1142.3	1290.8	1460.1	2.6%
Agropecuario	153.3	168.9	186.4	206.4	225.1	246	2.0%
Minería	17.1	18.1	19.2	20.3	21.2	22.1	1.1%
Pesca	51.8	65.3	82.7	104.7	128	156.6	4.7%
Construcción	11.4	13.2	15.3	17.8	20.1	22.7	2.9%
Consumo Propio	130	149.1	168.7	190.9	216	244.4	2.5%
Consumo No Energético	62.7	71.5	84.8	100.7	117	136	3.4%
<b>Total</b>	<b>2713.8</b>	<b>3109.9</b>	<b>3639.1</b>	<b>4269.5</b>	<b>4965.3</b>	<b>5811.2</b>	<b>3.2%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

El sector comercial-servicios registraría un crecimiento del 4.0% a.a, por encima del promedio (3.2%). Este resultado está asociado al aumento previsto en el VAB sectorial y el aumento en la intensidad energética. En este último caso, se supuso se mantiene la tendencia de los últimos años (0.5% crecimiento ac. anual).

De acuerdo a estos resultados, el sector residencial perdería participación en el consumo final de energía, como resultado del menor dinamismo de la demanda residencial. Esto se debe a la baja tasa de crecimiento demográfico prevista en el escenario socioeconómico y las hipótesis de la elasticidad-ingreso de la demanda consideradas.

Se estima que la demanda de energía del transporte crecería a una tasa de 2.6% a.a., por debajo de la tasa de crecimiento promedio del consumo final de energía (3.2% a.a.), lo que se traduciría en una pérdida de participación del sector en la demanda de energía, de un 30.3% en el año base al 26.2% en el año 2030.



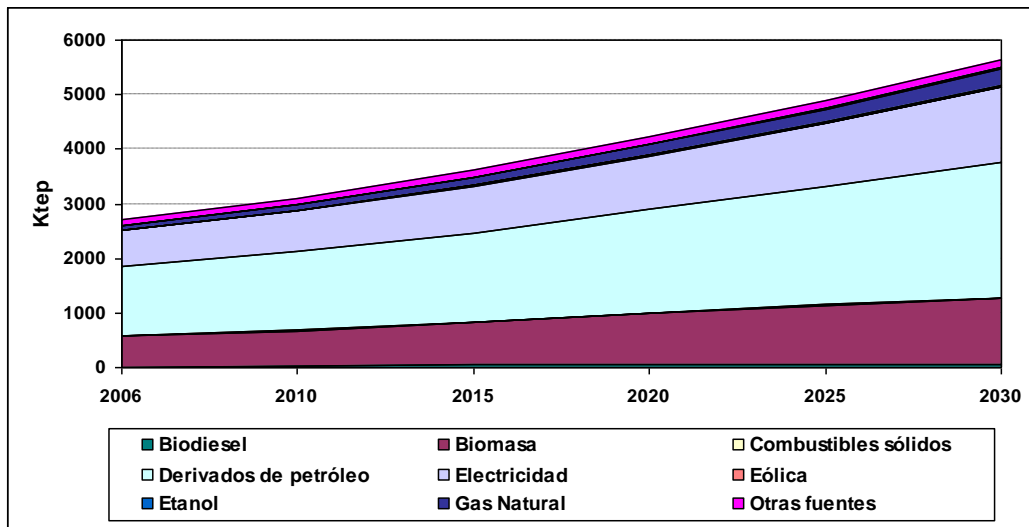
**Cuadro 17**  
**Evolución de la estructura sectorial de la Demanda Final de Energía.**  
**Escenario de Línea de Base**

Sector	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	26.3%	25.9%	25.5%	24.4%	23.3%	21.7%
Comercial y Servicios	10.1%	10.6%	11.0%	11.5%	11.8%	12.0%
Industria	21.9%	22.5%	23.5%	25.1%	27.0%	29.5%
Transporte	30.3%	29.6%	28.8%	28.0%	27.2%	26.2%
Agropecuario	5.9%	5.7%	5.4%	5.1%	4.7%	4.4%
Minería	0.7%	0.6%	0.6%	0.5%	0.4%	0.4%
Pesca	2.0%	2.2%	2.4%	2.6%	2.7%	2.8%
Construcción	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
Consumo No Energético	2.4%	2.4%	2.4%	2.5%	2.5%	2.4%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

Con respecto a la evolución de la demanda por fuentes energéticas, según surge de la gráfica, la dependencia de los hidrocarburos seguirá siendo preponderante en el escenario de línea de base.

**Gráfica 9**  
**Prospectiva de la Demanda Final de Energía por Fuente Energética.**  
**Escenario de Línea de Base**



Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

**Cuadro 18**  
**Participación de las Fuentes en la Demanda Final de Energía.**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Biodiesel	0.0%	0.6%	1.2%	1.2%	1.1%	1.1%
Biomasa	21.0%	21.2%	21.6%	22.1%	22.0%	20.7%
Combustibles sólidos	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Derivados petróleo	51.4%	49.7%	47.7%	45.7%	43.9%	42.5%
Electricidad	24.1%	24.5%	24.8%	25.1%	25.4%	25.7%
Eólica	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Etanol	0.0%	0.2%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%
Gas Natural	3.3%	3.6%	4.0%	5.2%	6.7%	9.1%
Solar	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.3%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

Notas: biomasa incluye leña y residuos de biomasa.

La participación del consumo de derivados de petróleo disminuirá al final del período 9 puntos porcentuales, reduciendo su participación de 51.4% al 42.5% de la demanda de energía en el 2030.

El consumo de biomasa (leña y residuos de biomasa) y electricidad mantendrán prácticamente su participación.

Con relación al gas natural, se prevé un aumento en su participación en la demanda de energía, de un 3.3% en el año 2006 al 9.1% en el año 2030, asociado fundamentalmente al consumo de la industria.

En este escenario no fueron incorporadas hipótesis de sustitución de gas oil por gas natural comprimido (GNC) en el transporte.

Finalmente, con respecto a la electricidad, el sector industrial y comercial-servicios presentarán una tasa de crecimiento por encima del promedio, asociado a la tasa de crecimiento prevista del PBI sectorial y en particular de las ramas intensivas en consumo de energía, tales como papel y celulosa.

**Cuadro 19**  
**Evolución de la Demanda Final de Electricidad (ktep)**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>Tasa crec.aa</b>
Residencial	259.6	298	348.4	399.6	458.4	519	<b>2.9%</b>
Comercial y Servicios	196.5	235.5	286.9	350.5	420.2	504.6	<b>4.0%</b>
Industria	150	173.3	206.6	251.9	306	379.7	<b>3.9%</b>
Otros sectores	36.1	40.9	46.5	53.3	60.1	67.9	<b>2.7%</b>
Consumo Propio	11.7	12.9	14.6	16.5	18.7	21.2	<b>2.5%</b>
<b>Total</b>	<b>653.9</b>	<b>760.6</b>	<b>903</b>	<b>1071.8</b>	<b>1263.4</b>	<b>1492.4</b>	<b>3.5%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

## Proyección de la oferta de energía

A partir de los resultados obtenidos en el estudio de prospectiva de la demanda de energía, se analizaron los requerimientos del sistema de abastecimiento energético necesarios para atender dicha demanda. A continuación se presentan los principales resultados obtenidos para cada uno de los subsectores analizados.

### Proyección del Abastecimiento Eléctrico

A efectos de determinar las posibilidades de expansión de la capacidad instalada del sector eléctrico, se consideraron los lineamientos de política energética de la DNE que surgen del documento “*Lineamientos Estratégicos 2005-2030*” (2010).

Por otra parte, se incorporaron los proyectos de generación adjudicados en el marco de los Decretos de Promoción de Energías Renovables, que se encuentran actualmente en ejecución, adjudicados y/o en proceso de licitación, de acuerdo a la fecha prevista de su entrada en operación.

De acuerdo a las hipótesis consideradas, se supuso que en el escenario de línea de base no existe disponibilidad de gas natural para las centrales de generación. Por lo tanto, se supuso que las nuevas necesidades de expansión de la capacidad instalada corresponden a centrales térmicas a carbón. Se supuso un plan de expansión térmico con centrales a carbón de módulos de 200 MW de potencia cada uno de acuerdo a los requerimientos de expansión de capacidad del sistema que surgen del crecimiento previsto de la demanda.

En el caso de las centrales existentes, se incorporó el plan de retiros de algunas unidades al final de su vida útil.

Con respecto a los intercambios con los países de la región se incorporaron hipótesis de importaciones que responden en gran medida a las realizadas a través de Salto Grande con Argentina y a los intercambios de oportunidad con ese mismo país.

En el caso de Brasil se consideró la interconexión de 70 MW y la entrada en operación de la nueva línea de interconexión de 500 MW a partir del año 2013.

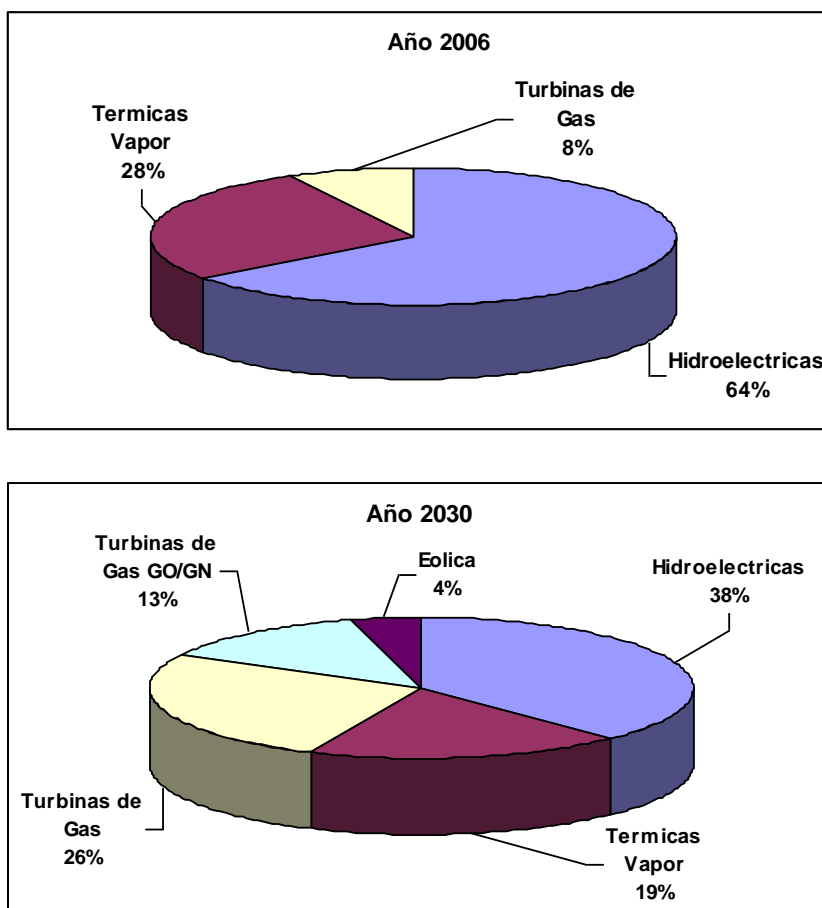
Como resultado de las estimaciones realizadas sobre los intercambios internacionales, se obtuvieron las necesidades de oferta interna. En esa dirección se adicionaron nuevas unidades o capacidad instalada, de forma tal de obtener un equilibrio razonable en el balance de oferta – demanda del sistema eléctrico.

**Cuadro 20**  
**Evolución de la estructura de generación por tecnología**  
**Escenario de Línea de Base**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctricas	64,6%	69,5%	60,1%	51,8%	44,5%	37,8%
Termicas Vapor	27,6%	12,8%	15,2%	25,9%	22,3%	18,9%
Turbinas de Gas	7,7%	16,8%	17,9%	16,4%	12,9%	26,0%
Ciclo combinado dual GO/GN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	15,3%	13,0%
Eólica	0,0%	0,9%	6,8%	5,9%	5,0%	4,3%
Diesel autónomos	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en LEAP.

**Gráfica 9**  
**Centrales de Servicio Público. Evolución de la Estructura de Generación**



### *Proyección del abastecimiento de gas natural*

En el escenario de línea de base se supuso que se mantienen los problemas de disponibilidad de abastecimiento de gas natural del mercado argentino. Se supuso que el gas natural no estaría disponible para las centrales de generación.

A continuación se presentan los requerimientos de gas natural correspondientes al escenario de línea de base.

**Cuadro 21**  
**Requerimientos Totales de Gas Natural (ktep)**  
**Escenario de Línea de Base**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Demanda Final + Cons. Propio	90	108	137	179	233	312
Autoproductores	1	1	1	1	1	1
Centrales Eléctricas	0	0	0	0	0	0
Pérdidas de T&D GN	12	14	18	24	31	41
<b>Importaciones GN (Ktep)</b>	<b>103</b>	<b>123</b>	<b>156</b>	<b>204</b>	<b>265</b>	<b>354</b>
Demanda Final + Cons. Propio	87,5%	87,5%	87,8%	87,9%	88,0%	88,1%
Autoproductores	1,0%	0,8%	0,6%	0,5%	0,4%	0,3%
Centrales Eléctricas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pérdidas de T&D GN	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de LEAP.

El total de los requerimientos de gas natural se abastecen con importaciones de Argentina.

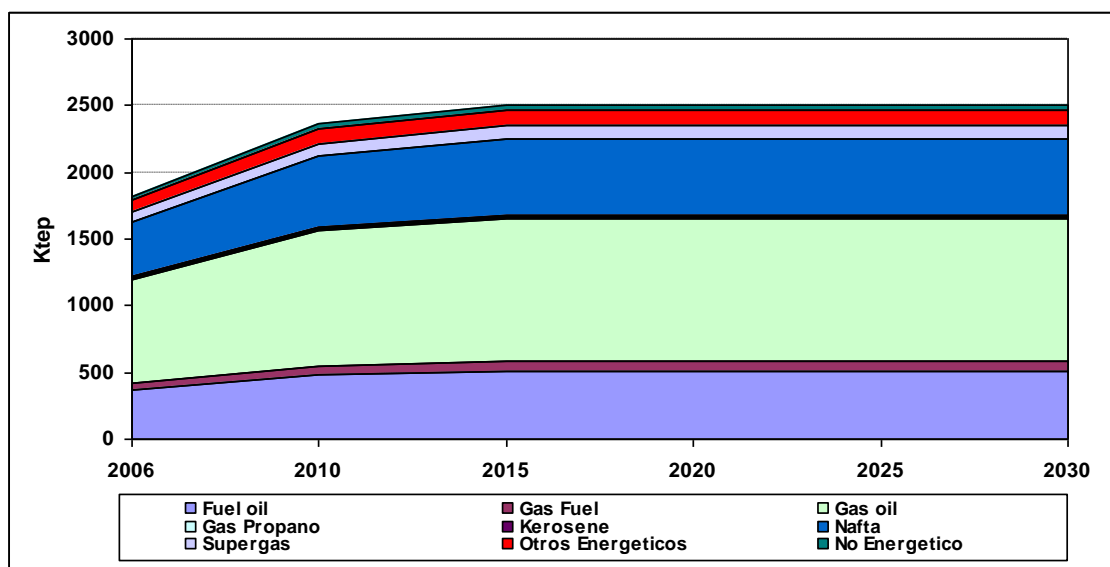
## Proyección del Abastecimiento de petróleo y derivados

En el escenario de línea de base se mantiene la importación total de los requerimientos de petróleo crudo.

No se incorporaron proyectos de aumento de la capacidad de la refinera, por lo que los faltantes de derivados de petróleo una vez alcanzada la capacidad máxima de producción de la refinera se cubren con importaciones.

A continuación se analiza la evolución de la estructura de producción de la refinera:

**Gráfica 10**  
**Evolución de la producción de la refinera (ktep)**  
**Escenario de Línea de Base**



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de LEAP.

Según surge de la gráfica, a partir del año 2015 se alcanza la capacidad máxima de producción de la refinera.

### 2.2.4.4 Estimación de Flujos de Inversión, flujos financieros y costos de O&M. Escenario de Línea de Base

#### 1. Generación de energía eléctrica

De acuerdo al escenario energético de línea de base definido, se supuso que la expansión del sector eléctrico requerida para satisfacer el crecimiento previsto en la demanda de energía, se realiza mediante la incorporación de centrales térmicas convencionales y centrales de generación a partir de biomasa y generación eólica.

A efectos de determinar los flujos de inversiones, financieros y costos de O&M asociados a esta medida, en primer lugar se determinaron las necesidades de expansión del sistema. Para ello, previamente, fue necesario realizar una estimación del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, a partir de las hipótesis que surgen del escenario socioeconómico y el escenario energético de línea de base.

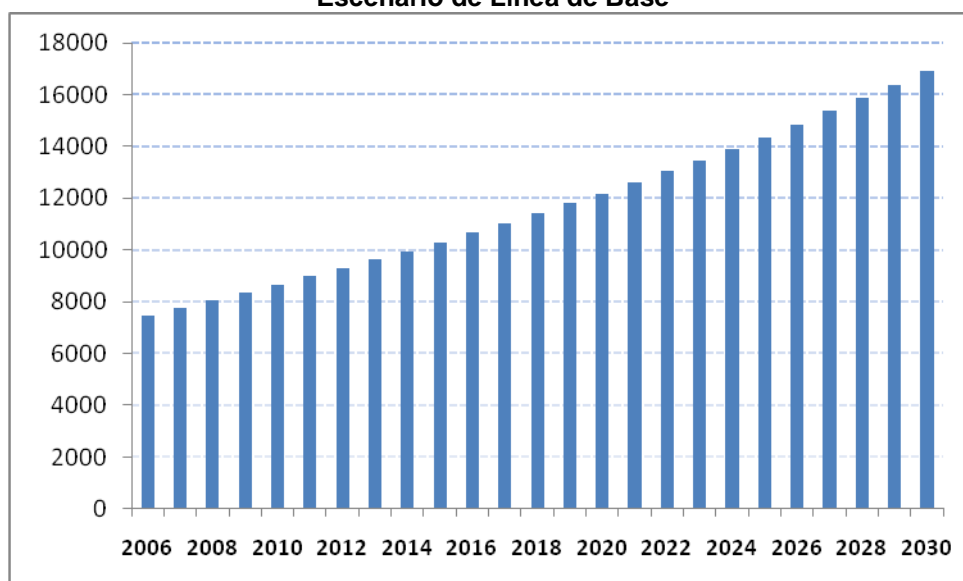
A continuación se presenta la estimación de la demanda de energía eléctrica estimada para el período de proyección.

**Cuadro 22**  
**Demanda final de electricidad (GWh)**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>Tasa crec. a.a.</b>
Residencial	2,972.5	3,409.2	3,982.2	4,550.5	5,193.3	5,848.6	2.9%
Comercial/Servicios	2,286.8	2,735.3	3,328.4	4,058.7	4,857.4	5,822.3	4.0%
Industrial	1,773.5	2,044.5	2,424.5	2,946.1	3,567.7	4,428.0	3.9%
Otros sectores	425.1	481.1	547.0	626.1	704.6	797.0	2.7%
<b>TOTAL</b>	<b>7,457.9</b>	<b>8,670.0</b>	<b>10,282.0</b>	<b>12,181.4</b>	<b>14,323.0</b>	<b>16,896.0</b>	<b>3.5%</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de LEAP.

**Gráfica 10**  
**Demanda final de electricidad (GWh)**  
**Escenario de Línea de Base**



Una vez determinada la demanda final de energía eléctrica, se determinó la configuración del abastecimiento requerido para atender dicha demanda.

En el escenario de línea de base se supone que ingresan únicamente los proyectos de generación que se encuentran en construcción o ya decididos, y los proyectos con alta probabilidad de realización en el período de estudio, de acuerdo a su fecha prevista de entrada en operación.

Una vez incorporados estos proyectos, se determinó el aumento requerido en la capacidad instalada del sector eléctrico necesario para garantizar el abastecimiento de la demanda. En la medida que el escenario de línea de base representa un escenario sin disponibilidad de gas

natural, se supuso que la expansión de la capacidad instalada en el sector, se realiza mediante la instalación de centrales térmicas convencionales a carbón mineral.

A partir de este plan de expansión, se determinaron los flujos de inversiones y los costos de O&M correspondientes al escenario de línea de base por tipo de inversión.

### **Energía eólica**

En primer lugar se consideraron los flujos de inversiones y financieros vinculados al Programa de Energía Eólica que se encuentra actualmente en ejecución a nivel de la DNE del MIEM.

El programa de energía eólica se inició en junio de 2007, con el objetivo de promover el desarrollo de la energía eólica a nivel nacional. El programa se financia a través de una donación del GEF por un monto de US\$ 1 millón.

El plazo previsto de ejecución del proyecto es de 3 años, previéndose su finalización en 2011. A partir de esta fecha no se dispone de financiamiento que permita dar continuidad al programa.

El objetivo del programa es contribuir a remover las barreras existentes para el desarrollo de la energía eólica en la generación de electricidad en Uruguay, mediante la eliminación de las barreras institucionales, regulatorias, tecnológicas, financieras y sociales que dificultan su desarrollo.

Una vez finalizado el programa, se prevé haber alcanzado el logro de los siguientes resultados:

- el desarrollo de un marco de políticas y un marco regulatorio para la energía eólica en Uruguay;
- el desarrollo de información que contribuya a facilitar la implementación de proyectos de generación eólica;
- Incrementar las capacidades de negocios para preparar e implementar tecnologías de energía eólica a nivel público y privado, y
- la eliminación de las barreras tecnológicas al desarrollo de la generación eólica, mediante la instalación de equipos de medida y la instalación de una planta demostrativa de 5 MW conectada a la red eléctrica nacional.

Los flujos de inversión y financieros del programa se determinaron a partir del presupuesto y los informes de ejecución del programa. La apertura del presupuesto en los distintos conceptos de FI&F se realizó de acuerdo a los criterios definidos en la Guía Metodológica del PNUD<sup>8</sup>.

Los flujos de inversión considerados incluyen las inversiones realizadas por el programa para la instalación de equipos de medida y la inversión correspondiente a una central eólica demostrativa conectada a la red eléctrica nacional.

Por su parte, los flujos financieros incluyen los costos asociados a los siguientes conceptos:

- Elaboración del marco regulatorio de la generación eólica (normas de acceso a las redes, despacho, construcción y operación de centrales eólicas, normas técnicas, etc.);

---

<sup>8</sup> Guía sobre Metodología para evaluar los flujos de inversión y de financiamiento para hacer frente al cambio climático”, PNUD, 2009.

reglamentaciones para la conexión de equipos de microgeneración eólica a la red de baja tensión y gastos de divulgación.

- Realización de estudios de viabilidad técnica y económica y estudios de prefactibilidad de la construcción de parques eólicos de 30–50 MW en Uruguay; estudios de medición de la disponibilidad de viento (mapa eólico).
- Creación de capacidades técnicas nacionales.

Los costos de O&M incluyen los costos de funcionamiento de la unidad de gestión del programa.

A continuación se presenta un detalle de los flujos del programa de energía eólica expresados en miles de dólares constantes de 2005:

**Cuadro 23**  
**Flujo de inversiones y financieros**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**

<b>Año</b>	<b>FI</b>	<b>FF</b>	<b>O&amp;M</b>	<b>Total</b>
2007	0	3	0	3
2008	0	90	33	123
2009	0	113	52	165
2010	71	159	13	243
2011	140	103	104	348
<b>Total</b>	<b>212</b>	<b>469</b>	<b>201</b>	<b>882</b>

Fuente: Programa de Energía Eólica, DNE, 2010.

Con relación a las fuentes de financiamiento, el programa es financiado con fondos del PNUD - GEF (asistencia externa).

### **Generación eólica**

A partir de las hipótesis definidas en el escenario energético de línea de base, se determinaron los costos de inversión asociados a la expansión de la generación eólica, de acuerdo al cronograma de expansión que surge de los proyectos en construcción, adjudicados y aquellos para los que se considera que existe una decisión firme de inversión.

Se supuso que ingresan los proyectos adjudicados en el marco del decreto de Promoción de Energías Renovables (decreto 77/006).

Por otra parte, se supuso que se concreta la incorporación de 300 MW adicionales de generación eólica durante el período 2013-2015, de acuerdo a las metas que establece el decreto 403/009 del MIEM.

De acuerdo a las condiciones que establece dicho decreto, se supuso que en una primera etapa se concreta la instalación de 150 MW de generación eólica. Recientemente finalizó el proceso de adjudicación del llamado a licitación realizado para cubrir esta primera etapa, resultando adjudicados 3 parques eólicos con una potencia de 50 MW cada uno.

La segunda etapa se prevé realizar mediante un nuevo llamado a licitación, que se estima se realizaría en el primer semestre del 2011.



Una vez alcanzadas estas metas, se supuso que no se realizan inversiones adicionales en generación eólica.

El siguiente cuadro presenta un resumen del plan de expansión de la generación eólica considerado y las inversiones correspondientes:

**Cuadro 24**  
**Flujo de inversiones anuales en generación eólica**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>Potencia MW</b>	<b>Inversión miles US\$</b>
2006	0	0
2007	0.3	619
2008	14	30713
2009	6	12022
2010	12	23637
2011	10	17656
2012	10	17142
2013	110	185113
2014	100	165100
2015	100	162002
2016-2030	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>362.3</b>	<b>614004</b>

Fuente: elaboración propia.

En el año 2008 se incorporó la inversión correspondiente a la entrada en operación del parque eólico de Sierra de los Caracoles de propiedad de la empresa eléctrica del Estado (UTE), de 10 MW de potencia. En el 2010 se incorporó la ampliación del parque de Sierra de los Caracoles (10 MW adicionales de potencia).

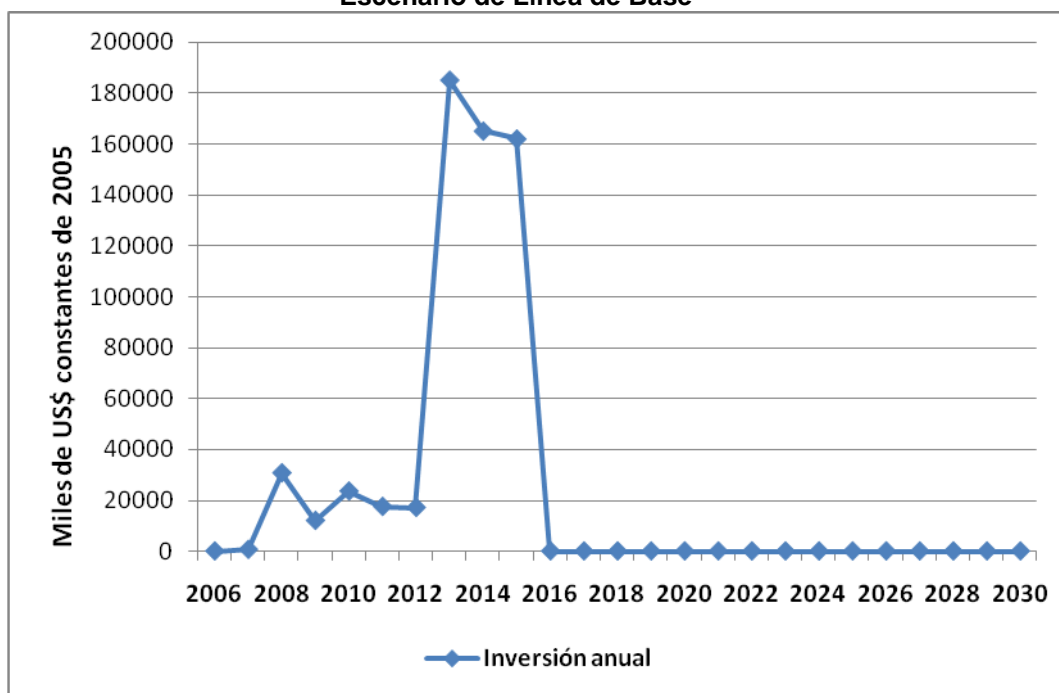
A los efectos de la determinación de los flujos de inversión, se consideró un costo de inversión de 2200 US\$/kW instalado en el caso de los proyectos de pequeña escala (hasta 10 MW), de acuerdo a la información correspondiente a los proyectos en operación y/o adjudicados. En el caso de los parques de 50 MW se supuso un costo de inversión de 2000 US\$/kW, que surge de considerar el costo de inversión correspondiente a los proyectos adjudicados en la primera etapa del llamado a licitación para la instalación de 300 MW de generación eólica. A efectos del cálculo de las inversiones anuales se supuso un período de construcción de las centrales de 1 año.

A los efectos de expresar los resultados en dólares constantes de 2005, se deflactaron los flujos de inversión anuales valorados en dólares corrientes de cada año, por el valor del índice de precios al consumidor de Estados Unidos<sup>9</sup>.

A partir de estas consideraciones, se determinó una inversión acumulada de US\$ 614 millones (en dólares constantes de 2005) durante el período 2006-2015 correspondientes a la instalación de centrales de generación eólica. A partir del año 2016, se supuso que en el escenario de línea de base no se realizan inversiones adicionales en generación eólica.

<sup>9</sup> Global Insight, US Economic Outlook, October 2009.

**Gráfica 11**  
**Flujo de inversiones anuales en generación eólica**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**



Las inversiones en generación eólica corresponden a emprendimientos privados, con excepción del parque de Sierra de los Caracoles, que es de propiedad de la empresa eléctrica del Estado (UTE). La primera etapa (10 MW) fue financiada a través del programa de conversión de deuda con España (fuente: Memoria Anual UTE 2008). La segunda etapa corresponde a la instalación de 10 MW adicionales que entró en operación en el 2010. Esta inversión fue financiada mediante préstamos externos. La inversión total realizada por UTE fue de US\$ 46 millones (dólares corrientes).

Los emprendimientos privados corresponden a inversión extranjera directa.

Para el cálculo de los costos de O&M se consideró el costo de compra de la energía generada, de acuerdo a las condiciones generales que surgen de los contratos de compraventa establecidos entre los generadores privados y la empresa eléctrica UTE y las condiciones contractuales que establece el decreto 403/009 para los contratos que resulten adjudicados en el marco del llamado a licitación para la incorporación de generación eólica.

De acuerdo a los contratos vigentes y los valores que surgen de la última licitación realizada para la compra de energía eólica, se supuso un costo promedio de 90 US\$/MWh.

A los efectos de la estimación de los costos totales de O&M, fue necesario estimar la generación de energía eólica para el período de estudio. A los efectos del cálculo se supuso un factor de disponibilidad de las centrales eólicas de 35%.

**Cuadro 25**  
**Costos de O&M (miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>Generación (GWh)</b>	<b>Costo O&amp;M (miles US\$)</b>
2006	0	-
2007	0	-
2008	2	195
2009	42	3,465
2010	85	6,813
2011	85	6,684
2012	113	8,702
2013	486	36,840
2014	766	56,937
2015	1046	76,273
2016	1046	74,786
2017	1046	73,345
2018	1046	71,959
2019	1046	70,640
2020	1046	69,401
2021	1046	68,237
2022	1046	67,074
2023	1046	65,891
2024	1046	64,708
2025	1046	63,534
2026	1046	62,311
2027	1046	61,154
2028	1046	60,019
2029	1046	58,864
2030	1046	57,703
<b>TOTAL</b>	<b>18315</b>	<b>1,185,535</b>

Fuente: elaboración propia a partir de LEAP.

### **Generación a partir de biomasa**

En el escenario de línea de base se incorporaron los flujos de inversiones y financieros correspondientes al proyecto “Producción de Electricidad a partir de biomasa en Uruguay”, que se encuentra en ejecución en el marco de la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA).

El costo del proyecto es de US\$ 1.155.000 y es financiado a través de la asistencia del GEF por un monto de US\$ 950.000 y PNUD (US\$ 25.000) y el aporte del MVOTMA (US\$ 180.000). A esto se agrega el aporte de una empresa del sector forestal destinado a financiar la instalación de una planta de generación piloto por un monto de US\$ 6.750.000.

El plazo de ejecución del proyecto es de 3 años. Actualmente el proyecto se encuentra en una fase inicial de ejecución.

El objetivo del proyecto es promover la generación eléctrica a partir de biomasa y su integración a la red eléctrica nacional. Para ello el proyecto se propone contribuir a remover las barreras existentes para el desarrollo de la generación a partir de biomasa en Uruguay, a través de la creación de un marco de políticas y regulaciones adecuado, y el desarrollo de oportunidades de inversión en el sector. Asimismo, se prevé la instalación de un proyecto piloto de 5 MW conectado al Sistema Interconectado Nacional.

De acuerdo a la metodología utilizada para la evaluación de FI&F (PNUD), se realizó la siguiente apertura del presupuesto del proyecto (en dólares constantes de 2005):

**Cuadro 26**  
**Flujo de inversiones y financieros**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**

<b>Año</b>	<b>FI</b>	<b>FF</b>	<b>O&amp;M</b>	<b>TOTAL</b>
2011	1970	199	40	<b>2209</b>
2012	1928	370	36	<b>2335</b>
2013	1893	308	36	<b>2237</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5792</b>	<b>877</b>	<b>112</b>	<b>6781</b>

Fuente: Proyecto "Producción de electricidad a partir de biomasa en Uruguay, DINAMA, 2011.

En el escenario de línea de base se supuso que ingresan los proyectos adjudicados en el marco del decreto de Promoción de Energías Renovables (decreto 77/006) y la capacidad instalada correspondiente a la planta de celulosa de UPM.

Por otra parte, se supuso que se concreta al año 2015 la instalación de 140 MW adicionales de generación a partir de biomasa.

Si bien la meta establecida por la DNE (decreto 367/010) es incorporar un total de 200 MW adicionales de generación a partir de biomasa, en función de la estimación de la disponibilidad de residuos para generación que surge del estudio de *Evaluación de la disponibilidad de residuos o subproductos de biomasa a nivel nacional* realizado por la DNE<sup>10</sup>, se supuso la incorporación de 140 MW de potencia durante el período 2013-2015.

De acuerdo a la información disponible, la meta de 200 MW podría alcanzarse en un escenario de precios de la energía mayor al previsto en el decreto 367/010 que regula los contratos de compraventa, las condiciones de despacho y los precios de compra de la energía de nuevas centrales de generación a partir de biomasa. En este sentido, se considera que la disponibilidad de residuos para generación es variable en función de la valoración del recurso (costo del residuo) implícita en el precio de compra de la energía reconocido en los contratos de compraventa de energía.

Los costos de inversión se determinaron a partir del cronograma de expansión de la capacidad instalada en generación a partir de biomasa que surge de los proyectos en operación y/o adjudicados y las metas de política energética, de acuerdo a las hipótesis indicadas anteriormente y la fecha prevista de entrada en operación. A los efectos de la determinación de las inversiones anuales se supuso un período de construcción de las centrales de 2 años.

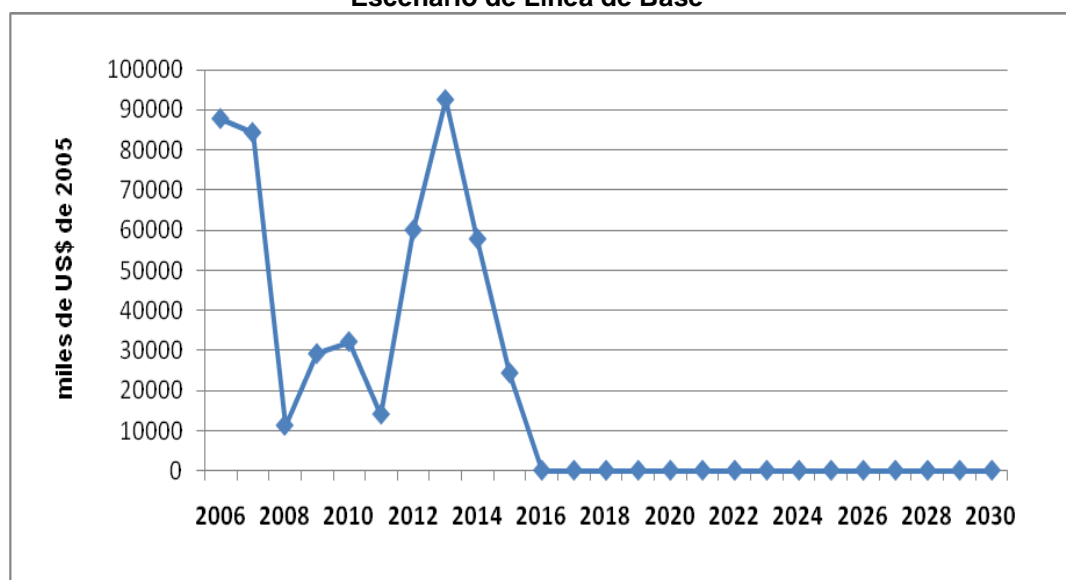
<sup>10</sup> Evaluación de la disponibilidad de residuos o subproductos de biomasa a nivel nacional, Ing. Agr. Carlos Faroppa, DNE, 2010).

**Cuadro 27**  
**Flujo de inversiones anuales en generación biomasa**  
**En miles de dólares constantes de 2005**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>Potencia MW</b>	<b>Inversión miles US\$</b>
2006	0	87.805
2007	120	84.349
2008	0	11.236
2009	12	29.144
2010	20	32.135
2011	16	14.012
2012	0	59.997
2013	70	92.556
2014	40	57.785
2015	30	24.300
2016-2030	0	0
<b>Total</b>	<b>308</b>	<b>493.320</b>

Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 12**  
**Flujo de inversiones anuales en generación biomasa**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**



A los efectos de la determinación de los flujos de inversión, se consideró un costo de inversión de 2000 US\$/kW instalado. El costo de inversión se determinó en base a la información correspondiente a los proyectos presentados en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

En el caso del proyecto de la planta de celulosa de UPM se supuso un costo de inversión de 1500 US\$/MW, en función de la escala de la planta.

A los efectos de expresar los resultados en dólares constantes de 2005, se deflactaron los flujos de inversión anuales valorados en dólares corrientes de cada año, por el valor del índice de precios al consumidor de Estados Unidos<sup>11</sup>.

A partir de estas consideraciones, se determinó una inversión acumulada de US\$ 493 millones de dólares constantes de 2005, para el período 2006-2015 correspondientes a la instalación de centrales de generación a partir de biomasa.

A partir del año 2016, se supuso que no se realizan inversiones adicionales en generación de biomasa.

Se supuso que las inversiones son realizadas por el sector privado.

Las inversiones correspondientes a las plantas de UPM y Montes del Plata corresponden a inversión extranjera directa.

El resto de las inversiones se supuso corresponde a emprendimientos del sector privado nacional. De acuerdo a la estructura de financiamiento disponible, se supuso que el 60% de la inversión corresponde al capital propio de las empresas y el 40% es financiado mediante préstamos del mercado interno de capitales (40%) y el resto con préstamos del exterior (60%).

El cálculo de los costos de O&M incluye el costo de compra de la energía generada. Para el cálculo del costo de generación se consideraron las condiciones generales que rigen para los contratos de compraventa entre generadores privados y la empresa eléctrica del Estado UTE y las condiciones que establece el decreto que regula la compraventa de generación a partir de biomasa (decreto 367/010).

Las condiciones que establece el decreto 367/010 de promoción de la generación a partir de biomasa, se aplican únicamente a los 140 MW adicionales de capacidad instalada que se prevé incorporar al 2015.

De acuerdo a las condiciones que establece el decreto 367/010, se supuso que el 40% de la generación no está sujeta a despacho; en este caso se consideró un costo de energía generada de 92 US\$/MWh.

En el caso de la energía convocable, se consideró un precio máximo por potencia convocada de 48 US\$/MWh y un precio máximo por energía convocada de 59 US\$/MWh, según establece el decreto citado anteriormente.

A continuación se presentan una síntesis de los principales parámetros técnicos considerados:

Costo de inversión	2000	US\$/kW
Rendimiento	30%	
Factor de disponibilidad	85%	
Tiempo de construcción	2	años
Vida útil	20	años

A los efectos del cálculo de los costos de O&M, fue necesario estimar la generación de energía para el período de estudio.

---

<sup>11</sup> Global Insight, US Economic Outlook, October 2009.

**Cuadro 28**  
**Costos de O&M (miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>Generación GWh</b>	<b>Costo O&amp;M miles US\$</b>
2006	0.0	0
2007	23.2	2170
2008	116.8	10934
2009	171.1	15585
2010	359.7	32107
2011	391.3	34277
2012	531.8	35229
2013	665.6	46238
2014	946.3	68732
2015	1119.8	88259
2016	1135.0	87130
2017	1048.7	82108
2018	1078.3	81678
2019	1108.9	81339
2020	1022.3	76761
2021	1059.2	76782
2022	1090.1	76575
2023	993.1	71866
2024	1037.7	72106
2025	1074.2	72001
2026	977.6	67473
2027	1023.7	67684
2028	1078.8	68172
2029	1118.3	68081
2030	1155.1	67854
<b>Total</b>	<b>20326.6</b>	<b>1451141</b>

Fuente: elaboración propia a partir de LEAP.

### **Generación térmica a carbón**

De acuerdo a las hipótesis definidas en el escenario energético de línea de base, se determinaron los costos de inversión asociados al plan de expansión de la generación térmica a carbón de acuerdo a las necesidades de expansión requeridas para garantizar la seguridad de abastecimiento.

A partir de la proyección de la demanda de energía eléctrica y la generación de energía requerida para atender la demanda, una vez deducidos los proyectos ya decididos de generación eólica y a partir de biomasa, se determinaron las necesidades de incorporación de generación térmica convencional.

Se supuso que la expansión de la capacidad instalada se realiza mediante la instalación de centrales a carbón de módulos de 200 MW, de acuerdo al cronograma de expansión que se presenta en el siguiente cuadro, de acuerdo a la fecha de entrada en operación prevista de cada central. A los efectos del cálculo de las inversiones anuales se consideró un período de construcción de las centrales de 3 años.

**Cuadro 29**  
**Flujo de inversiones anuales en generación a carbón**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**

<b>Año</b>	<b>Potencia MW</b>	<b>Inversión miles US\$</b>
2012		131423
2013		224099
2014		219859
2015	200	124202
2016		121782
2017	200	119454
2018		117187
2019		115036
2020	200	113065
2021		111135
2022		109234
2023	200	107359
2024		105422
2025		103470
2026	200	101553
2027-2030		
<b>Total</b>	<b>1000</b>	<b>1924280</b>

Fuente: elaboración propia

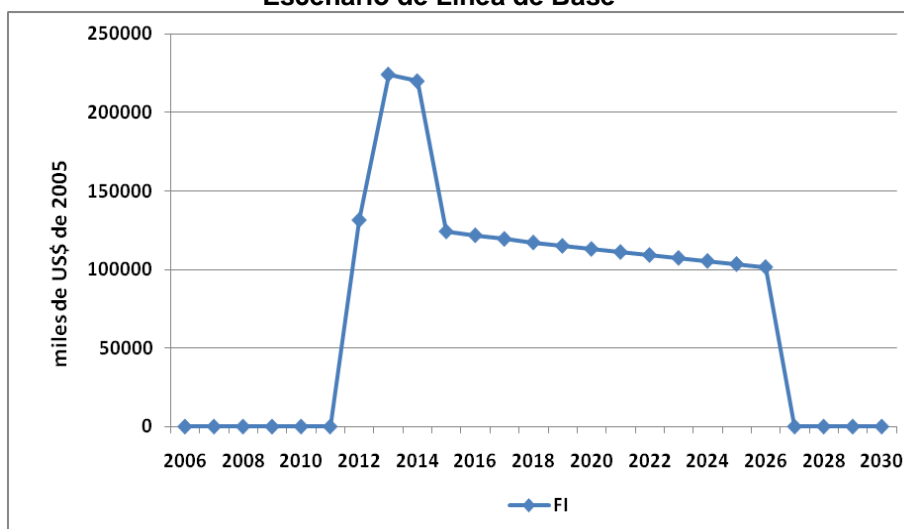
A los efectos del cálculo de los flujos de inversión, se consideró un costo de inversión de 2300 US\$/kW instalado<sup>12</sup>.

La incorporación de la generación a carbón requiere disponer de la construcción de un puerto y obras conexas para abastecimiento de la central. Se supuso una inversión por concepto de obras de infraestructura de 225 MM de dólares corrientes.

<sup>12</sup> Costos y parámetros para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, CFE, 2010.



**Gráfica 13**  
**Flujo de inversiones anuales en generación térmica a carbón**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**



A los efectos de expresar los resultados en dólares constantes de 2005, se deflactaron los flujos de inversión anuales valorados en dólares corrientes de cada año, por el valor del índice de precios al consumidor de Estados Unidos<sup>13</sup>.

A partir de estas consideraciones, se determinó una inversión acumulada de US\$ 1924 millones de dólares constantes de 2005 para el período 2012-2030 correspondientes a la instalación de centrales de generación térmica a carbón y las obras de infraestructura indicadas anteriormente.

Se supuso que las inversiones son realizadas por el sector privado. En el caso de las obras de infraestructura se supuso que se realizan mediante el mecanismo de concesión de obra pública y son financiadas por el sector privado.

El cálculo de los costos de O&M comprende el costo de combustible y el costo de O&M propiamente dicho de las centrales térmicas a carbón.

A los efectos del cálculo de los costos de O&M, en primer lugar se determinó la generación de energía a carbón. En ese sentido, se supuso un factor de disponibilidad de las centrales térmicas a carbón de 95% (central de base), un rendimiento de la central del 38% y un costo de combustible de 90 US\$/ton. correspondiente a un carbón de un poder calorífico inferior de 0.635 kJ/kg.

De acuerdo a la información disponible, se supuso un costo de O&M propiamente dicho (sin combustible) de 6 US\$/MWh.

A continuación se presenta una síntesis de los principales parámetros técnicos considerados:

Costo de inversión	2300	US\$/kW
Rendimiento	38%	
Costo de O&M	6	US\$/MWh
Factor de disponibilidad	95%	
Tiempo de construcción	3	años
Tamaño módulo	200	MW
Vida útil	30	años

<sup>13</sup> Global Insight, US Economic Outlook, October 2009.

**Cuadro 30**  
**Costos de O&M (miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Línea de Base**

	<b>Generación GWh</b>	<b>Costo combustible</b>	<b>Costos O&amp;M</b>	<b>Total Costos O&amp;M</b>
2006	0	0	0	0
2007	0	0	0	0
2008	0	0	0	0
2009	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2011	0	0	0	0
2012	0	0	0	0
2013	0	0	0	0
2014	0	0	0	0
2015	1269	57716	6165	63881
2016	1327	57690	6326	64016
2017	2617	110307	12234	122542
2018	2729	111492	12512	124004
2019	2807	111588	12635	124223
2020	4031	158492	17834	176326
2021	4195	159651	18243	177893
2022	4299	159261	18374	177634
2023	5540	203146	23274	226421
2024	5659	202675	23346	226021
2025	5746	201534	23266	224800
2026	7011	241731	27862	269593
2027	7176	240112	27978	268090
2028	7317	238600	27993	266593
2029	7442	236730	27918	264648
2030	7534	240885	27702	268588
<b>TOTAL</b>	<b>76699</b>	<b>2731612</b>	<b>313661</b>	<b>3045273</b>

**Costo de generación de energía eléctrica**

Por último, se consideró adecuado realizar una estimación global del costo de generación (costo de combustible y costo variable de O&M) correspondiente al escenario de línea de base, de forma de evaluar el costo global de O&M asociado a las medidas consideradas. Esta información es particularmente importante para la evaluación de los costos de O&M incrementales asociados a la implementación de las medidas de mitigación propuestas. En este sentido, en un escenario de mayor desarrollo de la generación a partir de fuentes renovables, es esperable una menor participación de la generación térmica, y por lo tanto un menor costo de generación asociado a estas fuentes. Estos impactos son recogidos en el cálculo de los costos de O&M.

**Cuadro 31**  
**Costo total generación**  
**En miles de dólares constantes de 2005**

<b>Año</b>	<b>Hidro</b>	<b>TV FO</b>	<b>TG GO</b>	<b>Mot.FO</b>	<b>Carbón</b>	<b>Eólica</b>	<b>Biomasa</b>	<b>TOTAL</b>
2006	38584	203255	96576	0	0	0	0	<b>338415</b>
2007	83715	41587	60166	0	0	0	2170	<b>187638</b>
2008	46653	135417	417453	0	0	195	10934	<b>610653</b>
2009	52170	90029	346400	0	0	3465	15585	<b>507650</b>
2010	68593	104063	161010	45472	0	6813	32107	<b>418057</b>
2011	62886	115414	226080	48283	0	6684	34277	<b>493624</b>
2012	63035	113144	213742	46734	0	8702	35229	<b>480587</b>
2013	60719	75258	147023	133697	0	36840	46238	<b>499776</b>
2014	60426	61583	144614	117770	0	56937	68732	<b>510063</b>
2015	56817	32164	112730	71980	63881	76273	88259	<b>502105</b>
2016	57417	32063	116386	76392	64016	74786	87130	<b>508190</b>
2017	54499	19464	95497	51335	122542	73345	82108	<b>498789</b>
2018	54507	20488	97479	55376	124004	71959	81678	<b>505491</b>
2019	53977	24980	102780	62228	124223	70640	81339	<b>520166</b>
2020	51248	15730	85769	40393	176326	69401	76761	<b>515629</b>
2021	51592	0	104909	48020	177893	68237	76782	<b>527433</b>
2022	51242	0	116127	55925	177634	67074	76575	<b>544578</b>
2023	48593	0	88390	37247	226421	65891	71866	<b>538407</b>
2024	48847	0	92477	41237	226021	64708	72106	<b>545396</b>
2025	48413	0	101326	49420	224800	63534	72001	<b>559493</b>
2026	46084	0	81083	32427	269593	62311	67473	<b>558972</b>
2027	46028	0	87974	39452	268090	61154	67684	<b>570382</b>
2028	45338	0	100578	50290	266593	60019	68172	<b>590991</b>
2029	44833	0	110509	60199	264648	58864	68081	<b>607134</b>
2030	44399	0	122345	69278	268588	57703	67854	<b>630167</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1340616</b>	<b>1084640</b>	<b>3429422</b>	<b>1233155</b>	<b>3045273</b>	<b>1185535</b>	<b>1451141</b>	<b>12769784</b>

Nota: incluye costo de combustible y costo O&M.

## **2. Eficiencia energética:**

En el escenario de línea de base se supuso la continuidad del proyecto de eficiencia energética que se encuentra actualmente en ejecución en la DNE del MIEM.

El proyecto de eficiencia energética se financia mediante una donación del GEF-Banco Mundial de 6.875 miles de US\$ y fondos del MIEM (698 miles de US\$) y de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) (7500 miles de US\$).

El proyecto se inició en el año 2005 y finaliza en marzo de 2011.

Los principales objetivos del proyecto son: aumento de la demanda y oferta de bienes y productos de EE, reducción de la importación de electricidad y combustibles importados, y reducción de emisiones del sector energético.

Las dos componentes fundamentales del proyecto son: el “desarrollo del mercado de eficiencia energética” (ejecutado por la DNE), y la creación de la “Unidad de Servicios de

Eficiencia Energética” (en UTE). Cada componente está compuesto por diferentes acciones de carácter regulatorio, institucional, sociocultural, económico, etc.

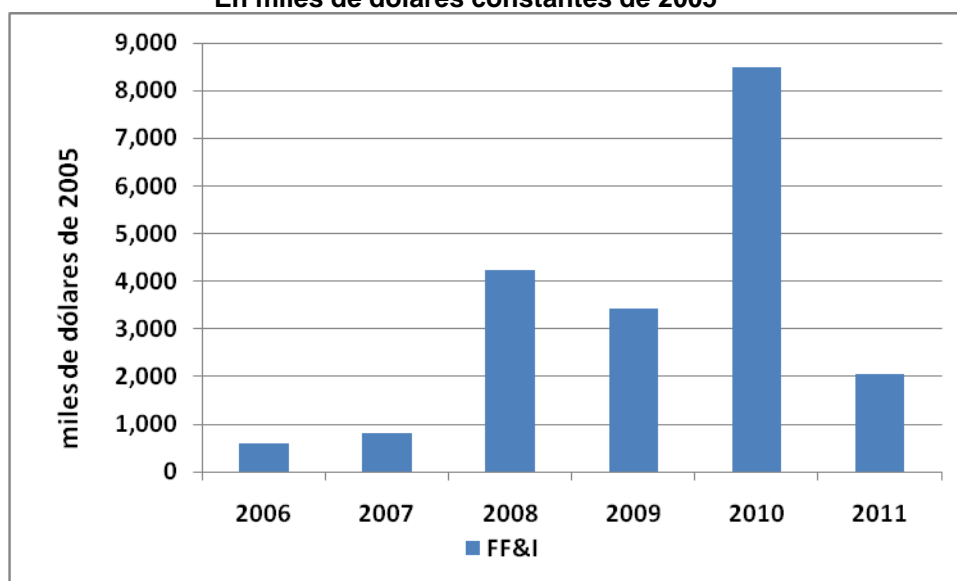
En el siguiente cuadro se presenta un detalle de los FI, FF y costos de O&M del programa.

**Cuadro 32**  
**Flujos de inversión, financieros y costos de O&M (2006-2011)**  
**En miles de dólares constantes de 2005**

	<b>GEF</b>	<b>APORTE LOCAL</b>	<b>TOTAL 2006-2011</b>
<b>1- Desarrollo del mercado de eficiencia energética</b>	<b>4006</b>	<b>5660</b>	<b>9666</b>
1.1 Fortalecimiento del mercado	1632	1117	2749
Políticas y regulaciones	231	54	286
Etiquetado y estándares	584	261	845
Entrenamiento y educación	164	509	674
Asistencia a ESCOs	148	118	266
Divulgación, seminarios	505	175	679
1.2 Fondo Uruguayo de Eficiencia energética (FUEE)	2374	4543	6917
Lanzamiento y marketing	120	53	173
Préstamos contingentes para estudios	455	165	621
Préstamos para financiamiento de proyectos	1799	4325	6124
<b>2- Servicios de eficiencia energética (UTE)</b>	<b>1700</b>	<b>6966</b>	<b>8665</b>
2.1 Establecimiento de UTE-USEE	463	1731	2193
2.2 Programas de inversión en eficiencia energética	1067	5149	6216
2.3 Inversiones en SFR	170	86	256
<b>3- Gerenciamiento del proyecto</b>	<b>539</b>	<b>731</b>	<b>1270</b>
3.1 Unidad de gerenciamiento del proyecto (MIEM)	535	400	935
3.2 UTE	4	330	334
<b>Total de FI, FF y costos O&amp;M</b>	<b>6245</b>	<b>13357</b>	<b>19601</b>

Fuente: informe de ejecución programa de eficiencia energética, diciembre 2010.

**Gráfica 14**  
**Flujos de inversión, financieros y costos de O&M (2006-2011)**  
**En miles de dólares constantes de 2005**



El aporte local incluye los flujos de inversión, financieros y costos de O&M financiados con fondos del gobierno y el aporte realizado por el sector privado en proyectos de inversión en eficiencia energética.

En el 2009, con la aprobación de la Ley de Eficiencia energética (Ley 18597) se crea la Unidad de eficiencia energética, en el ámbito de la DNE, y se institucionaliza dentro de la estructura del MIEM una división específica a cargo de la política de eficiencia energética. Se supuso que el presupuesto correspondiente a la Unidad de eficiencia energética de la DNE se mantiene en un nivel similar al ejecutado durante el período 2006-2011.

Asimismo, se supuso que se mantiene el presupuesto correspondiente al funcionamiento de la Unidad de eficiencia energética de UTE (Eficener) en un nivel similar al histórico.

### **Flujos de inversión, financieros y costos de O&M Escenario de Línea de Base**

A partir de los supuestos indicados anteriormente, se determinaron los siguientes resultados para el Escenario de Línea de Base:

**Cuadro 33**  
**Escenario de Línea de Base: FI, FF y costos de O&M anuales estimados por tipo de inversión**  
**FI, FF y O&M ANUALES ESTIMADOS PARA EL ESCENARIO DE LÍNEA DE BASE**  
**(EN MILES DE DOLARES CONSTANTES DE 2005)**

Año	FI, FF y O&M ANUALES ESTIMADOS PARA EL ESCENARIO DE LÍNEA DE BASE (EN MILES DE DOLARES CONSTANTES DE 2005)														
	Medida 1: Eficiencia Energética			Medida 2: Energía Eólica			Medida 3: Generación a partir de Biomasa			Medida 4: Generación a carbón			TOTALES		
	FI	FF	O&M	FI	FI	FF	O&M	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M
2006	216	71	298	0	0	0	87805	0	0	0	0	338415	88021	71	338713
2007	156	358	305	619	3	0	84349	0	2170	0	0	185469	85123	361	187943
2008	2,953	752	523	30713	90	228	11236	0	10934	0	0	599524	44902	842	611209
2009	1,988	930	517	12022	113	3517	29144	0	15585	0	0	488599	43153	1043	508219
2010	6,202	1,679	607	23637	159	6825	32135	0	32107	0	0	379137	61974	1838	418677
2011	1,439	128	480	17656	103	6788	15983	199	34316	0	0	452663	35078	430	494247
2012	0	0	175	17142	0	8702	61926	370	35265	131423	0	436656	210491	370	480798
2013	0	0	171	185113	0	36840	94450	308	46274	224099	0	416698	503662	308	499983
2014	0	0	168	165100	0	56937	57785	0	68732	219859	0	384394	442744	0	510231
2015	0	0	165	162002	0	76273	24300	0	88259	124202	0	337572	310504	0	502270
2016	0	0	162	0	0	74786	0	0	87130	121782	0	346273	121782	0	508352
2017	0	0	159	0	0	73345	0	0	82108	119454	0	343336	119454	0	498948
2018	0	0	156	0	0	71959	0	0	81678	117187	0	351854	117187	0	505647
2019	0	0	153	0	0	70640	0	0	81339	115036	0	368187	115036	0	520319
2020	0	0	150	0	0	69401	0	0	76761	113065	0	369467	113065	0	515779
2021	0	0	147	0	0	68237	0	0	76782	111135	0	382414	111135	0	527580
2022	0	0	145	0	0	67074	0	0	76575	109234	0	400928	109234	0	544723
2023	0	0	142	0	0	65891	0	0	71866	107359	0	400651	107359	0	538550
2024	0	0	140	0	0	64708	0	0	72106	105422	0	408582	105422	0	545536
2025	0	0	138	0	0	63534	0	0	72001	103470	0	423959	103470	0	559631
2026	0	0	135	0	0	62311	0	0	67473	101553	0	429188	101553	0	559107
2027	0	0	132	0	0	61154	0	0	67684	0	0	441544	0	0	570515
2028	0	0	130	0	0	60019	0	0	68172	0	0	462800	0	0	591121
2029	0	0	128	0	0	58864	0	0	68081	0	0	480189	0	0	607261
2030	0	0	125	0	0	57703	0	0	67854	0	0	504609	0	0	630292
<b>TOTAL</b>	<b>12954</b>	<b>3917</b>	<b>5552</b>	<b>614004</b>	<b>469</b>	<b>1185736</b>	<b>499112</b>	<b>877</b>	<b>1451253</b>	<b>1924280</b>	<b>0</b>	<b>10133107</b>	<b>3050350</b>	<b>5263</b>	<b>12775648</b>

Nota: el costo de O&M correspondiente al costo de generación, excluido generación eólica y biomasa que se evaluaron en forma independiente, fue sumado al costo de O&M correspondiente a la medida 4 – generación térmica a carbón- únicamente a los efectos de la presentación de los resultados.

**Cuadro 34: Escenario de Línea de Base: FI, FF y costos de O&M acumulados, por tipo de inversión, entidad de Inversión y fuente de financiamiento  
(en miles de dólares constantes de 2005)**

Entidad inversora	Fuente de FI&F		ESCENARIO DE LINEA DE BASE – FI&F ACUMULADOS PERÍODO 2006-2030											
			Medida 1 Eficiencia Energética			Medida 2 Energía eólica			Medida 3 Biomasa			Medida 4 Carbón		
			FI	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M
<b>HOGARES</b>	Doméstica	Capital propio y deuda												
<b>EMPRESAS</b>	Doméstica	Capital propio	937	165			0	0	121362					
		Préstamos domésticos	3388				0	0	32363					
	Externa	IED				571681			296843			1924280		
		Préstamos externos					0	0	48545					
		Asistencia externa												
<b>Total Empresas</b>			<b>4325</b>	<b>165</b>	<b>0</b>	<b>571681</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>499112</b>			<b>1924280</b>		
<b>GOBIERNO</b>	Doméstica	Fondos propios (presup.)	5346	1330	5013		0	1185535		124	1451172			8984406
	Externa	Préstamos externos				42111								
		Asistencia externa	3283	2422	539	212	469	201	0	753	82	0	0	
	<b>Total Gobierno</b>			<b>8630</b>	<b>3752</b>	<b>5552</b>	<b>42323</b>	<b>469</b>	<b>1185736</b>		<b>877</b>	<b>1451253</b>		
<b>TOTAL</b>			<b>12954</b>	<b>3917</b>	<b>5552</b>	<b>614004</b>	<b>469</b>	<b>1185736</b>	<b>499112</b>	<b>877</b>	<b>1451253</b>	<b>1924280</b>	<b>0</b>	<b>8984406</b>

**Cuadro 34 (cont.): Escenario de Línea de Base: FI, FF y costos de O&M acumulados, por tipo de inversión, entidad de Inversión y fuente de financiamiento (en miles de dólares constantes de 2005)**

Entidad inversora	Fuente de FI&F		TOTALES		
			FI	FF	O&M
<b>HOGARES</b>	Doméstica	Capital propio y deuda	0	0	0
<b>EMPRESAS</b>	Doméstica	Capital propio	122299	165	0
		Préstamos domésticos	35751	0	0
	Externa	IED	2792804	0	0
		Préstamos externos	48545	0	0
		Asistencia externa	0	0	0
	<b>Total Empresas</b>		<b>2999399</b>	<b>165</b>	<b>0</b>
<b>GOBIERNO</b>	Doméstica	Fondos propios (presup.)	5346	1454	12774826
	Externa	Préstamos externos	42111	0	0
		Asistencia externa	3495	3644	822
	<b>Total Gobierno</b>		<b>50952</b>	<b>50952</b>	<b>5098</b>
<b>TOTAL</b>			<b>3050351</b>	<b>5263</b>	<b>12775648</b>



## 2.2.5 Escenario de Mitigación

---

A diferencia del Escenario de Línea de Base, el Escenario de Mitigación incorpora la introducción de cambios estructurales y de políticas explícitas vinculadas a la disminución de las intensidades energéticas, sustitución entre energéticos y medidas de uso eficiente de la energía. Estas hipótesis tienden a incorporar los efectos de medidas de política energética, planes sectoriales, nuevas pautas de expansión del sistema de abastecimiento y penetración de fuentes.

Desde el punto de vista de la demanda, para cada uno de los sectores de consumo, el escenario de mitigación incorpora el impacto de medidas de uso eficiente de la energía. Estas medidas están vinculadas por un lado a los cambios tecnológicos de los equipos (mejoras de eficiencia) y acciones de conservación de la energía, que impliquen modificaciones en la gestión y mantenimiento de equipos y artefactos (ahorro de energía).

En el Escenario de Mitigación se supone se modifica la tendencia histórica, intensificándose la penetración del gas natural (para usos calóricos).

Desde el punto de vista de la oferta, el Escenario de Mitigación incorpora los principales lineamientos de política energética definidos por la Dirección Nacional de Energía para el período 2008-2030. En función de los parámetros de evaluación definidos, se incorporaron al escenario de mitigación únicamente aquellas medidas que aún no han sido implementadas o existe incertidumbre en relación a su ejecución, y aquellas acciones para las cuales no existe fuente de financiamiento. La evaluación de este escenario permitirá determinar la inversión que se requiere para implementar las medidas de política energética que surgen de los lineamientos de política energética nacional y sus posibles fuentes de financiamiento.

A los efectos de la identificación de las medidas de mitigación, se consideraron los siguientes antecedentes:

- *“Lineamientos de política energética 2008-2030”*, Dirección Nacional de Energía (revisión febrero 2010)
- *“Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático”*, Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático (2010)

Una vez identificadas las alternativas disponibles, se seleccionaron las medidas prioritarias atendiendo al alcance del sector, su importancia relativa en términos de su contribución a la reducción de las emisiones de GEI, la disponibilidad de información y su factibilidad de implementación.

A continuación se describen las medidas de mitigación incorporadas en el Escenario de Mitigación, de acuerdo a las definiciones adoptadas en el Grupo de Trabajo de Energía durante el Taller de capacitación sobre la “Metodología de Evaluación de Flujos de Inversión y Financiamiento” (junio, 2010).

Este escenario incorpora hipótesis referidas a la evolución de la demanda y la oferta de energía.

## Demanda de Energía

---

El escenario de mitigación incorpora los efectos esperados de una política de eficiencia energética. Las medidas consideradas están vinculadas a las mejoras de eficiencia asociadas a los cambios tecnológicos de los equipos y la incorporación de medidas de uso racional de la energía.

Como fuera indicado anteriormente, desde el año 2005 se encuentra en ejecución a nivel de la DNE el Programa de eficiencia energética financiado por el GEF-BM. El programa finaliza en el primer semestre de 2011.

En la medida que la eficiencia energética constituye una política de mediano y largo plazo, se considera necesario dar continuidad a las actividades del programa, por lo que una de las medidas prioritarias propuestas es la prolongación del Programa Nacional de Eficiencia Energética de forma de garantizar la continuidad de las acciones de eficiencia energética.

En lo que respecta al desarrollo del mercado de gas natural, no se dispuso de información vinculada al mercado disputable del gas natural y sus posibilidades de sustitución. Esto requeriría la realización de estudios adicionales que permitan determinar el tamaño del mercado, por lo que esta medida no fue incorporada en la evaluación de FI&F.

Con respecto a la alternativa de desarrollo de la energía solar térmica para calentamiento de agua en los sectores residencial y comercial-servicios, existe una Ley de Promoción de la Energía Solar (Ley 18.585) que establece incentivos para la incorporación de esta tecnología. No obstante, a la fecha la ley aún no se encuentra reglamentada. Por otra parte, no se dispuso de información vinculada al mercado potencial de esta tecnología, por lo que no resulta posible evaluar el impacto esperado de su implementación. Por lo tanto no fue incorporado el impacto de la introducción de esta tecnología en la evaluación de los FI&F.

En función de las consideraciones expuestas, se presentan a continuación las medidas de mitigación consideradas para cada subsector.

### **Sector Residencial**

En el Sector Residencial, la principal estrategia de mitigación consiste en la implementación de un Programa de Etiquetado Energético, acompañado de un programa de difusión de buenas prácticas de uso de la energía, y la fijación de estándares mínimos de eficiencia de los equipos que contribuyan a eliminar del mercado los equipos de baja eficiencia que no alcanzan los estándares de eficiencia definidos.

Esta medida apunta a modificar la composición del mercado de equipos a favor de equipos de mayor eficiencia.

Se trata de identificar opciones viables y factibles y que respondan a instrumentos de política que no encuentran obstáculos significativos para su implementación. Se asume que existen tecnologías, usos y costumbres que permitan mejorar los niveles de eficiencia promedio del parque de equipos y la eliminación de modelos de baja eficiencia del mercado en tiempos razonables.

El etiquetado genera una paulatina mejora de la eficiencia media al ir eliminándose del mercado los artefactos menos eficientes

El programa de etiquetado es complementado por las normas de eficiencia energética mínima (normas de desempeño energético mínimo). Estas normas prohíben la comercialización de artefactos que no cumplan con las exigencias de la normativa.

Por lo tanto, se supuso en este escenario la mejora de eficiencia por uso y fuente energética asociada a la modificación en el parque de equipos como resultado de la eliminación del mercado de modelos de baja eficiencia.

Para que el programa de etiquetado sea efectivo, se requiere la implementación de un sistema de gestión y fiscalización del cumplimiento del programa de etiquetado.

En base a la información disponible y el alcance del Programa de Etiquetado Energético que se encuentra en proceso de aprobación a nivel nacional, se incorporaron acciones de mejora de eficiencia energética en los siguientes usos: cocción, calentamiento de agua, calefacción, conservación de alimentos, refrigeración y otros artefactos.

En el caso de iluminación, se supuso la sustitución de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas (LFC).

Se incorporaron hipótesis de reducción del consumo de energía eléctrica de otros artefactos asociado a la reducción del consumo de energía de los aparatos en la modalidad stand by, vinculado a la estrategia de difusión de medidas de uso racional de la energía.

A los efectos de la evaluación de los FI&F, se incorporaron hipótesis de mejora de eficiencia por uso y fuente de energía que permitieran reflejar la modificación prevista en el parque de equipos.

### **Sector Comercial – Servicios**

Las acciones de mitigación en el sector comercial-servicios (incluido sector público) son similares a las que ofrece el sector residencial considerando la similitud de usos y fuentes que presenta el consumo de energía de estos sectores. Las acciones de mitigación consideradas en este escenario están vinculadas a la mejora de eficiencia por uso y fuente de energía que derivan de la sustitución de equipos actuales por equipos de mayor eficiencia en el marco del Programa de Etiquetado energético.

Los usos donde se considera posible alcanzar una mejora de eficiencia significativa con respecto al Escenario de Línea de Base son los de iluminación, calentamiento de agua, calefacción, aire acondicionado, conservación de alimentos y fuerza motriz.

En el caso de iluminación, se supone la sustitución de lámparas incandescentes por LFC.

Por otra parte, existe un potencial muy importante en alumbrado público. Se supone la sustitución de lámparas de mercurio por lámparas de vapor de sodio de alta presión (VSAP).

Finalmente, se incorporó el ahorro de energía asociado a la reducción del consumo de artefactos en la modalidad stand by (acciones de uso racional de la energía).

A efectos de la estimación del potencial de ahorro de energía se adoptaron distintas hipótesis de penetración de equipos eficientes.

### **Sector Industrial**

El sector Industrial ofrece múltiples oportunidades de mejora de eficiencia, tanto en los usos eléctricos como calóricos.

Las líneas de mitigación que ofrecen las mayores oportunidades en el sector industrial se asocian a dos tipos de acciones: la reducción de los consumos energéticos (eficiencia energética) y la sustitución de fuentes energéticas emisoras por fuentes menos emisoras y no emisoras. En particular, el aprovechamiento de residuos de los propios procesos.

Las estimaciones disponibles indican que un porcentaje muy elevado del consumo eléctrico del sector industrial es debido a los motores eléctricos y que su potencial de ahorro es significativo.

Las opciones de reducir el consumo, basados en la experiencia internacional, se basan en:

- la disminución de los requerimientos del sistema a partir de un diseño apropiado
- el dimensionamiento óptimo de los artefactos (compresores, etc.)
- la utilización de artefactos eficientes
- las buenas prácticas de operación y mantenimiento
- el empleo de motores eléctricos eficientes
- la reducción del tamaño del motor eléctrico

Las medidas orientadas a reducir emisiones derivadas de la quema de combustibles incluyen:

- Cogeneración para proveer electricidad y calor de proceso.
- Sustitución de combustible fósil por biomasa y productos residuales de procesos industriales (madera, bagazo, etc.)
- Mejorar la eficiencia energética de los procesos, en particular en los sectores energo intensivos
- Aprovechamiento de gases y energías residuales.

En el sector industrial las opciones disponibles de mejora de eficiencia consideradas corresponden a los sistemas de generación de vapor (calderas) y generación de calor (hornos).

Se incorporaron hipótesis de mejora de eficiencia en el uso de calderas y sistemas de recuperación de vapor.

En los usos de electricidad las mejoras de eficiencia consideradas están vinculadas al reemplazo de motores eléctricos de baja eficiencia por motores eficientes, mediante la implementación de un Programa de Etiquetado energético y el establecimiento de estándares de eficiencia mínima en motores eléctricos y normas de eficiencia por rama de actividad y tamaño,

No se dispuso de información del potencial de cogeneración por rama de actividad y tecnología, por lo que no fue posible incorporar esta medida.

La identificación de las oportunidades de mejora de eficiencia en la industria está vinculada al desarrollo de auditorías energéticas, especialmente en empresas representativas de las distintas ramas de actividad, que contribuyan a proveer de información sobre tecnologías o prácticas más eficientes.

Esta medida debería complementarse con la creación de incentivos fiscales y líneas de financiamiento que contribuyan a financiar la realización de estudios de viabilidad de mejoras de eficiencia y la implementación de las mismas, y la fijación de tarifas y precios consistentes con el uso racional de la energía.

## Oferta de energía

---

Con respecto a los supuestos vinculados a la oferta de energía, se supuso que en el Escenario de Mitigación se encuentra disponible la planta de GNL, lo que garantizaría la disponibilidad de gas natural para las centrales de generación.

A partir del año 2014 en que entra en operación la planta de GNL, se supuso que la central térmica de Punta del Tigre comienza a operar con gas natural. En el caso de las centrales Battle y La Tablada no resulta económicamente conveniente la reconversión a gas natural en función del período de recuperación de la inversión y la vida útil remanente de estas centrales.

En el caso particular de la Central de Punta del Tigre (central de ciclo abierto), se supuso que a partir de la entrada del gas natural, se convierte en una central de ciclo combinado y opera a gas natural. Esto implica una mejora del rendimiento de la central de un 40% actual (central ciclo abierto a gas oil) a un 51% (ciclo combinado a gas natural).

A efectos de determinar las alternativas de expansión de la capacidad instalada del sector eléctrico para atender el crecimiento previsto en la demanda de energía eléctrica, se consideraron los lineamientos de política energética que surgen del documento "Lineamientos Estratégicos 2008-2030" de la DNE (revisión febrero 2010).

En este escenario se privilegia la generación a partir de fuentes de energía renovable. Por lo tanto, se supuso una meta de incorporación de 300 MW de energía eólica durante el período 2010-2015 y 300 MW adicionales durante el período 2016-2030.

En el caso de la generación de energía a partir de residuos de biomasa, se supuso una meta de incorporación de 200 MW adicionales de capacidad instalada al año 2015.

En base a las obras en construcción y otras ya decididas y de segura construcción, se establecieron pautas sobre el ingreso de nueva capacidad instalada requerida para atender la demanda de energía estimada para el período de estudio.

Se supuso que la expansión del parque térmico se realiza mediante la instalación de centrales de ciclo combinado a gas natural de módulos de 180 MW.

## 2.2.5.1 Prospectiva de la Demanda y Oferta de Energía 2006-2030. Escenario de Mitigación

### Proyección de la demanda de energía

En base a las hipótesis definidas en el escenario socioeconómico y el escenario de mitigación, se estimó la evolución de la demanda final de energía para el período 2006-2030.

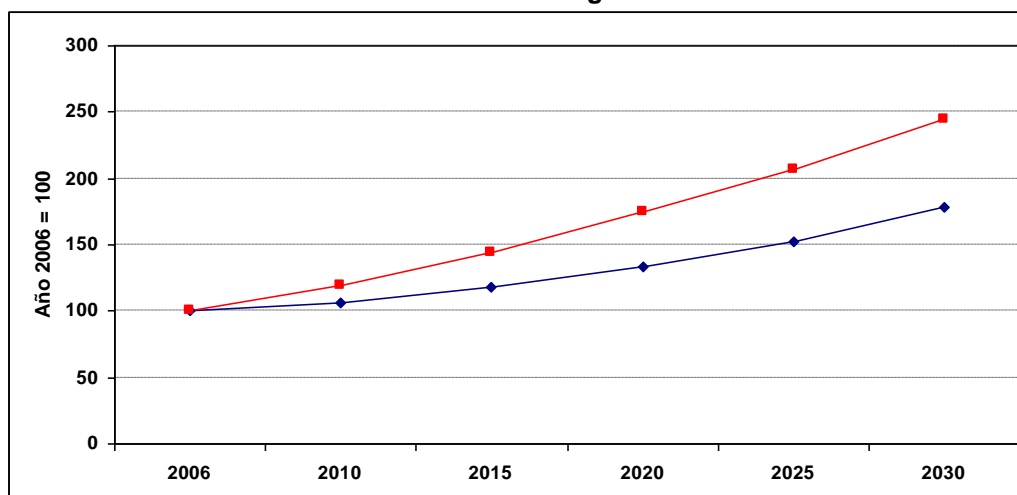
Se estima que la demanda final de energía crecerá a una tasa del 2.3% acum.anual durante el período 2006-2030 en el Escenario de Mitigación.

**Cuadro 35**  
**Evolución de la Demanda Final de Energía 2006-2030**  
**Escenario de Mitigación**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa crec.a.a
<b>Demanda Final Energía (ktep)</b>	2713.8	2890.6	3179.9	3576.5	4066.1	4736.3	2.35%
<b>PBI (miles pesos constantes 1983)</b>	312293	373216	451352	545847	645270	762803	<b>3,79%</b>

Fuente: elaboración propia en base a resultados de LEAP.

**Gráfica 15**  
**Evolución Demanda Final de Energía 2006-2030**  
**Escenario de Mitigación**



**Cuadro 36**  
**Evolución Demanda Final de Energía (2006-2030)**  
**Escenario de Mitigación**  
**Año 2006 = 100**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Demanda Final de Energía</b>	100	106.5	117.2	131.8	149.8	174.5
<b>PBI</b>	100	119,5	144,5	174,8	206,6	244,3

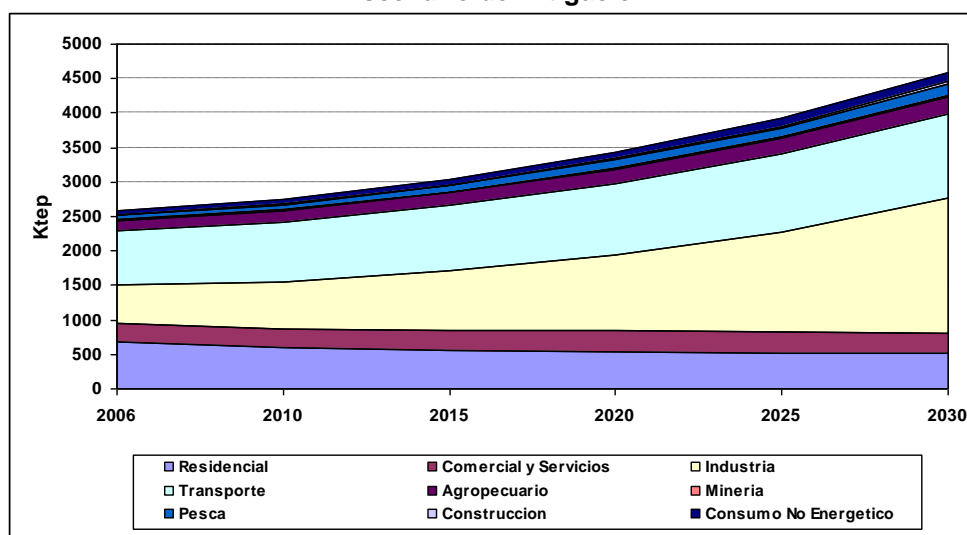
**Cuadro 37**  
**Prospectiva de la Demanda Final de Energía por Sectores (ktep)**  
**Escenario de Mitigación**

Sector	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa crec. a.a.
Residencial	679.3	599.8	567.1	536.5	522.7	512.1	-1.2%
Comercial y Servicios	261.3	275	288.2	300.4	302.2	297.3	0.5%
Industria	566.1	677.1	851	1108.4	1448.6	1949.4	5.3%
Transporte	784.1	870.9	949.6	1038.1	1127	1224.7	1.9%
Agropecuario	153.1	167.9	185.2	205.8	226.2	249.9	2.1%
Minería	17	18.6	20.4	22.4	24.2	26.2	1.8%
Pesca	51.7	66	85.1	110	137.4	171.9	5.1%
Construcción	11.4	13.3	15.5	18.2	20.9	24	3.2%
Consumo Propio	135.1	136.6	138.7	141.1	143.9	147.2	0.4%
Consumo no Energético	54.7	65.4	79.1	95.6	113	133.6	3.8%
<b>Total</b>	<b>2713.8</b>	<b>2890.6</b>	<b>3179.9</b>	<b>3576.5</b>	<b>4066.1</b>	<b>4736.3</b>	<b>2.35%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

En la siguiente gráfica se representa la evolución de las demanda para cada uno de los sectores considerados.

**Gráfica 16**  
**Prospectiva de la Demanda Final de Energía por Sectores**  
**Escenario de Mitigación**



Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

Según surge de la gráfica los sectores más dinámicos en términos de evolución de la demanda de energía serán la industria que pasará de representar el 22% del consumo final de energía en el año 2006 al 42.5% en el 2030.

Por su parte, el sector residencial perdería participación dentro de la demanda como consecuencia de la baja tasa de crecimiento demográfico que surge del escenario socioeconómico y el impacto de las medidas de mitigación sobre la demanda de energía.

La pérdida de participación del transporte en la demanda final de energía está asociada a la reducción prevista en el consumo específico, la sustitución de derivados del petróleo por agrocombustibles (biodiesel y etanol) y la sustitución del consumo de nafta por GNC a partir del año 2014 en que se supuso ingresa la planta de GNL.

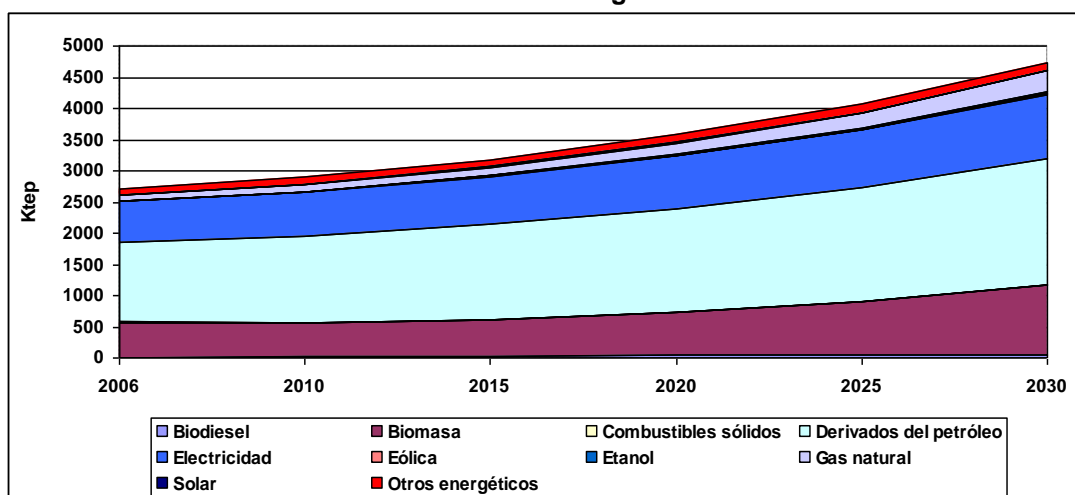
**Cuadro 38**  
**Evolución de la Estructura Sectorial de la Demanda Final de Energía**  
**Escenario de Mitigación**

Sector	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	26.3%	21.8%	18.6%	15.6%	13.3%	11.2%
Comercial y Servicios	10.1%	10.0%	9.5%	8.7%	7.7%	6.5%
Industria	22.0%	24.6%	28.0%	32.3%	36.9%	42.5%
Transporte	30.4%	31.6%	31.2%	30.2%	28.7%	26.7%
Agropecuario	5.9%	6.1%	6.1%	6.0%	5.8%	5.4%
Minería	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%
Pesca	2.0%	2.4%	2.8%	3.2%	3.5%	3.7%
Construcción	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Consumo No Energético	2.1%	2.4%	2.6%	2.8%	2.9%	2.9%
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

En lo que respecta a la evolución de la demanda por fuentes energéticas, según surge de la siguiente gráfica, la dependencia de los hidrocarburos seguirá siendo preponderante en el escenario de mitigación.

**Gráfica 17**  
**Prospectiva de la Demanda Final de Energía por Fuente Energética**  
**Escenario de Mitigación**



Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

**Cuadro 39**  
**Participación de las Fuentes en la Demanda Final de Energía**  
**Escenario de Mitigación**

Fuente	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Biodiesel	0,0%	0,6%	1,1%	1,1%	1,2%	1,1%
Biomasa	21,1%	18,6%	18,2%	19,1%	20,8%	23,4%
Combustibles sólidos	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Derivados del petróleo	51,4%	48,5%	48,0%	46,8%	45,2%	42,8%
Electricidad	24,1%	24,3%	24,2%	23,6%	22,8%	21,9%
Eólica	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Etanol	0,0%	0,1%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Gas natural	3,3%	3,6%	4,1%	5,2%	6,2%	7,2%
Solar	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Otros energéticos	4,1%	3,9%	3,7%	3,5%	3,2%	2,8%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a resultados elaborados con el modelo LEAP.

Notas: Biomasa incluye leña y residuos de biomasa.

La participación del consumo de derivados de petróleo disminuirá al final del período 8 puntos porcentuales, reduciendo su participación en la demanda final de 51.4% a 42.8% en el año 2030. Entre los factores que explican la disminución de la participación de los derivados del petróleo se encuentra la penetración del biodiesel y el etanol en sustitución del consumo de gas oil y nafta respectivamente y el consumo de GNC en el transporte y las mejoras de eficiencia previstas en este escenario.

Por su parte, la electricidad perdería participación en la demanda final de energía como resultado de las mejoras de eficiencia y el ahorro de energía asociado a las acciones de mitigación previstas en este escenario.

En lo que respecta al gas natural, este registraría un aumento en su participación en la demanda final de energía, incrementando su participación de un 3.3% en el año 2006 al 7.2% en el año 2030.

## Proyección de la oferta de energía

A partir de los resultados obtenidos en el estudio de prospectiva de la demanda de energía, se analizaron los requerimientos del sistema de abastecimiento energético necesarios para atender dicha demanda. A continuación se presentan los principales resultados obtenidos para cada uno de los subsectores analizados.

## Proyección del Abastecimiento Eléctrico

A los efectos de determinar las posibilidades de expansión de la capacidad instalada del sector eléctrico para atender el crecimiento previsto en la demanda de energía eléctrica, se consideraron los lineamientos de política energética de la DNE que surgen del documento *Lineamientos Estratégicos 2005-2030* (revisión febrero 2010).

Se asume que en este escenario se concreta la instalación de la planta de regasificación de GNL, lo que garantizaría la disponibilidad de gas natural para las centrales de generación.

En este escenario se priorizó la incorporación de generación a partir de fuentes renovables, por lo que se incorporó una meta adicional, con respecto al escenario de línea de base, de 300 MW de generación eólica. En el caso de la generación de energía a partir de biomasa, se supuso una meta de 200 MW adicionales de capacidad instalada.



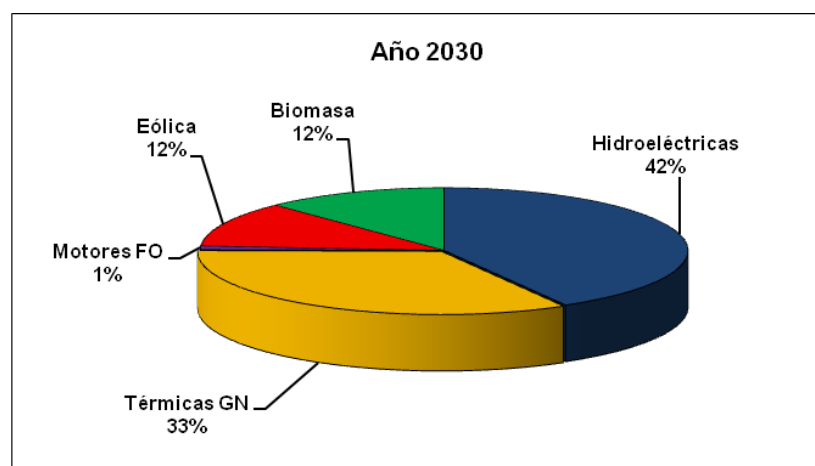
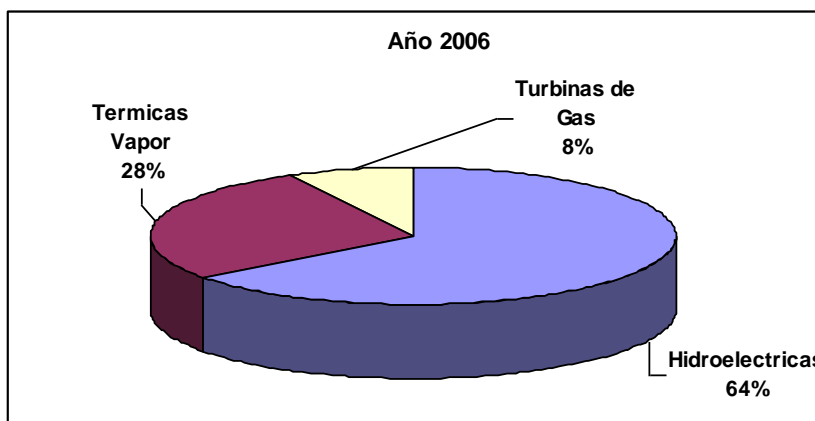
Se supuso que la expansión térmica se realiza mediante la instalación de centrales de ciclo combinado a gas natural de módulos de 180 MW.

**Cuadro 40**  
**Evolución de la estructura de generación por tecnología**  
**Escenario de Mitigación**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctricas	64.6%	74.2%	60.7%	52.3%	46.2%	41.7%
Térmicas GO	7.9%	8.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
Térmicas GN	0.0%	0.0%	10.6%	15.5%	26.3%	33.5%
Térmicas CM	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Térmicas FO	27.5%	9.0%	1.9%	1.6%	0.0%	0.0%
Motores FO	0.0%	4.0%	1.1%	0.9%	0.7%	1.0%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en LEAP.

**Gráfica 18**  
**Centrales de Servicio Público. Evolución de la Estructura de Generación**



## Proyección del abastecimiento de gas natural

A continuación se presentan los requerimientos de gas natural correspondientes al escenario de mitigación.

**Cuadro 41**  
**Requerimientos Totales de Gas Natural (ktep)**  
**Escenario de Mitigación**

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Demanda Final + Cons. Propio	90	105	130	186	250	341
Autoprodutores	1	1	1	1	1	1
Centrales Eléctricas	0	0	307	595	901	1285
Pérdidas de T&D GN	12	12	44	66	79	86
Planta de GNL	0	0	12	21	31	38
<b>Importaciones GN (ktep)</b>	<b>103</b>	<b>118</b>	<b>494</b>	<b>869</b>	<b>1262</b>	<b>1751</b>
Demanda Final + Cons. Propio	87,5%	89,0%	26,3%	21,4%	19,8%	19,5%
Autoprodutores	1,0%	0,8%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
Centrales Eléctricas	0,0%	0,0%	62,1%	68,5%	71,4%	73,4%
Pérdidas de T&D GN	11,5%	10,2%	8,9%	7,6%	6,3%	4,9%
Planta de GNL	0,0%	0,0%	2,4%	2,4%	2,5%	2,2%

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de LEAP.

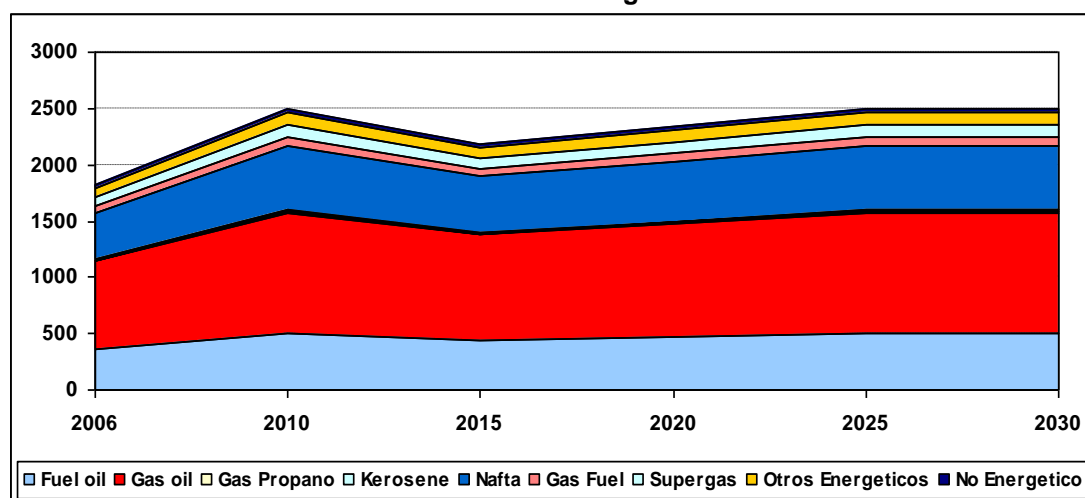
Nota: el consumo de gas natural correspondiente a la planta de GNL corresponde a las pérdidas del proceso de transformación.

## Proyección del Abastecimiento de petróleo y derivados

En el escenario de mitigación se mantiene la importación total de los requerimientos de petróleo crudo.

No se incorporaron proyectos de aumento de la capacidad de la refinería, por lo que los faltantes de derivados de petróleo una vez alcanzada la capacidad máxima de producción de la refinería se cubren con importaciones.

**Gráfica 19**  
**Evolución de la producción de la refinería (ktep)**  
**Escenario de Mitigación**



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de LEAP.

Según surge de la gráfica, a partir del año 2015 se alcanza la capacidad máxima de producción de la refinería.

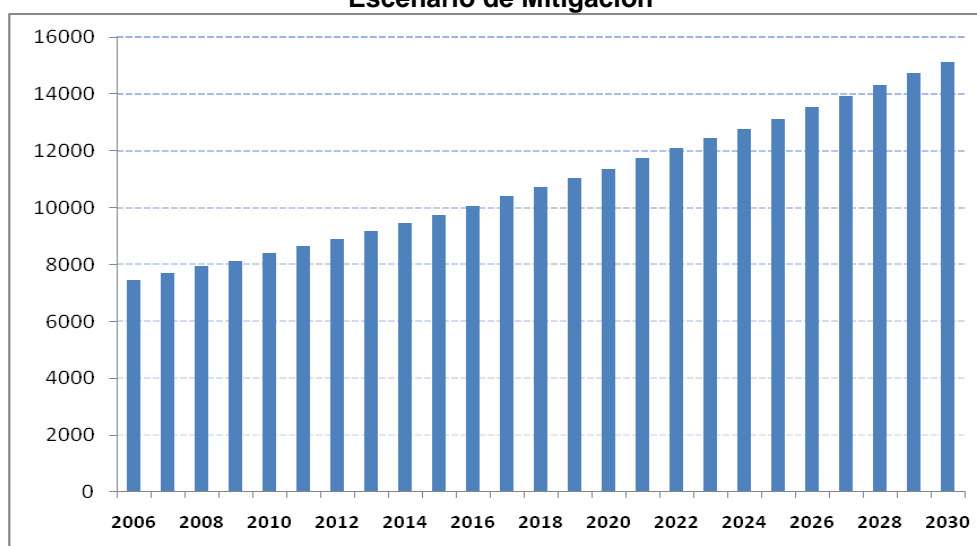
## 2.2.5.2 Estimación de Flujos de Inversión, flujos financieros y costos de O&M. Escenario de Mitigación

### 1. Generación de energía eléctrica

A efectos de determinar los flujos de inversiones, financieros y costos de O&M asociados a esta medida, en primer lugar se determinaron las necesidades de expansión del sistema. Para ello, previamente, fue necesario realizar una estimación del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, a partir de las hipótesis que surgen del escenario socioeconómico y el escenario energético de mitigación.

A continuación se presenta la estimación de la demanda de energía eléctrica estimada para el período de proyección.

**Gráfica 20**  
**Demanda final de electricidad (GWh)**  
**Escenario de Mitigación**



Una vez determinada la demanda final de energía eléctrica, se determinó la configuración del abastecimiento requerido para atender dicha demanda.

A partir de este plan de expansión, se determinaron los flujos de inversiones y los costos de O&M correspondientes al escenario de mitigación por tipo de inversión.

### Energía eólica

En primer lugar se consideraron los flujos de inversiones y financieros vinculados al Programa de Energía Eólica que se encuentra actualmente en ejecución a nivel de la DNE del MIEM.

**Cuadro 42**  
**Flujo de inversiones y financieros**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

<b>Año</b>	<b>FI</b>	<b>FF</b>	<b>O&amp;M</b>	<b>Total</b>
2007	0	3	0	3
2008	0	90	33	123
2009	0	113	52	165
2010	71	159	13	243
2011	140	103	104	348
<b>Total</b>	<b>212</b>	<b>469</b>	<b>201</b>	<b>882</b>

Fuente: Programa de Energía Eólica, DNE, 2010.

### Generación eólica

A partir de las hipótesis definidas en el escenario energético de mitigación, se determinaron los costos de inversión asociados a la expansión de la generación eólica, de acuerdo al cronograma de expansión que surge de los proyectos en construcción, adjudicados y aquellos para los que se considera que existe una decisión firme de inversión.

Se supuso que ingresan los proyectos adjudicados en el marco del decreto de Promoción de Energías Renovables (decreto 77/006).

Por otra parte, se supuso que se concreta la incorporación de 600 MW adicionales de generación eólica durante el período. Esto recoge la meta de incorporación de 300 MW eólicos que establece el decreto 403/009 del MIEM y la incorporación de un parque eólico de UTE.

Una vez alcanzada estas metas, se supuso que no se realizan inversiones adicionales en generación eólica.

El siguiente cuadro presenta un resumen del plan de expansión de la generación eólica considerado y las inversiones correspondientes:

**Cuadro 43**  
**Flujo de inversiones anuales en generación eólica**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

	<b>Potencia MW</b>	<b>Inversión miles US\$</b>
2006	0	0
2007	0.3	619
2008	14	30713
2009	6	12022
2010	12	23637
2011	10	17656
2012	10	17142
2013	110	185113
2014	100	165100
2015	100	162002
2016-2030	300	476539
<b>TOTAL</b>	<b>662.3</b>	<b>1090543</b>

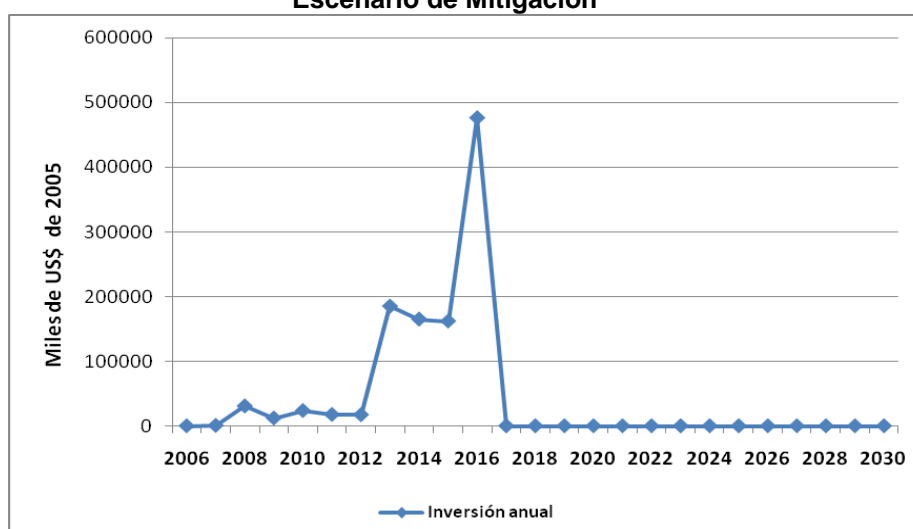
Fuente: elaboración propia.

A los efectos de la determinación de los flujos de inversión, se consideró un costo de inversión de 2200 US\$/kW instalado en el caso de los proyectos de pequeña escala (hasta 10 MW), de acuerdo a la información correspondiente a los proyectos en operación y/o adjudicados. En el caso de los parques de 50 MW se supuso un costo de inversión de 2000 US\$/kW, que surge de considerar el costo de inversión correspondiente a los proyectos adjudicados en la primera etapa del llamado a licitación para la instalación de 300 MW de generación eólica. A efectos del cálculo de las inversiones anuales se supuso un período de construcción de las centrales de 1 año.

A los efectos de expresar los resultados en dólares constantes de 2005, se deflactaron los flujos de inversión anuales valorados en dólares corrientes de cada año, por el valor del índice de precios al consumidor de Estados Unidos<sup>14</sup>.

A partir de estas consideraciones, se determinó una inversión acumulada de US\$ 1090 millones (en dólares constantes de 2005) durante el período 2006-2030 correspondientes a la instalación de centrales de generación eólica.

**Gráfica 21**  
**Flujo de inversiones anuales en generación eólica**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**



Las inversiones en generación eólica corresponden a emprendimientos privados, con excepción del parque de Sierra de los Caracoles, que es de propiedad de la empresa eléctrica del Estado (UTE). La primera etapa (10 MW) fue financiada a través del programa de conversión de deuda con España (fuente: Memoria Anual UTE 2008). La segunda etapa corresponde a la instalación de 10 MW adicionales que entró en operación en el 2010. Esta inversión fue financiada mediante préstamos externos. La inversión total realizada por UTE fue de US\$ 46 millones (dólares corrientes).

Asimismo, se incorporó la inversión correspondiente al parque eólico de UTE (200 MW) que se prevé incorporar durante el período; se supuso que esta inversión se financia con préstamos externos.

Los emprendimientos privados corresponden a inversión extranjera directa.

Para el cálculo de los costos de O&M se consideró el costo de compra de la energía generada, de acuerdo a las condiciones generales que surgen de los contratos de compraventa establecidos entre los generadores privados y la empresa eléctrica UTE y las condiciones

<sup>14</sup> Global Insight, US Economic Outlook, October 2009.

contractuales que establece el decreto 403/009 para los contratos que resulten adjudicados en el marco del llamado a licitación para la incorporación de generación eólica.

De acuerdo a los contratos vigentes y los valores que surgen de la última licitación realizada para la compra de energía eólica, se supuso un costo promedio de 90 US\$/MWh.

**Cuadro 44**  
**Costos de O&M (miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

	<b>Generación (GWh)</b>	<b>Costo O&amp;M (miles US\$)</b>
2006	-	-
2007	-	-
2008	2	195
2009	42	3,465
2010	85	6,813
2011	85	6,684
2012	113	8,702
2013	486	36,840
2014	766	56,936
2015	1,046	76,271
2016	1,886	134,800
2017	1,886	132,226
2018	1,886	129,720
2019	1,886	127,340
2020	1,886	125,160
2021	1,886	123,025
2022	1,886	120,920
2023	1,886	118,844
2024	1,886	116,700
2025	1,886	114,540
2026	1,886	112,416
2027	1,886	110,294
2028	1,886	108,225
2029	1,886	106,128
2030	1,886	104,024
<b>TOTAL</b>	<b>30,915</b>	<b>1,980,269</b>

Fuente: elaboración propia a partir de LEAP.

### **Generación a partir de biomasa**

En el escenario de línea de mitigación se incorporaron los flujos de inversiones y financieros correspondientes al proyecto “Producción de Electricidad a partir de biomasa en Uruguay”, que se encuentra en ejecución en el marco de la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA).

El costo del proyecto es de US\$ 1.155.000 y es financiado a través de la asistencia del GEF por un monto de US\$ 950.000 y PNUD (US\$ 25.000) y el aporte del MVOTMA (US\$ 180.000). A esto se agrega el aporte de una empresa del sector forestal destinado a financiar la instalación de una planta de generación piloto por un monto de US\$ 6.750.000.

**Cuadro 45**  
**Flujo de inversiones y financieros**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

<b>Año</b>	<b>FI</b>	<b>FF</b>	<b>O&amp;M</b>	<b>TOTAL</b>
2011	1970	199	40	<b>2209</b>
2012	1928	370	36	<b>2335</b>
2013	1893	308	36	<b>2237</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5792</b>	<b>877</b>	<b>112</b>	<b>6781</b>

Fuente: Proyecto "Producción de electricidad a partir de biomasa en Uruguay, DINAMA, 2011.

En el escenario de mitigación se supuso que ingresan los proyectos adjudicados en el marco del decreto de Promoción de Energías Renovables (decreto 77/006) y la capacidad instalada correspondiente a la planta de celulosa de UPM.

Por otra parte, se supuso que se concreta al año 2015 la instalación de 200 MW adicionales de generación a partir de biomasa.

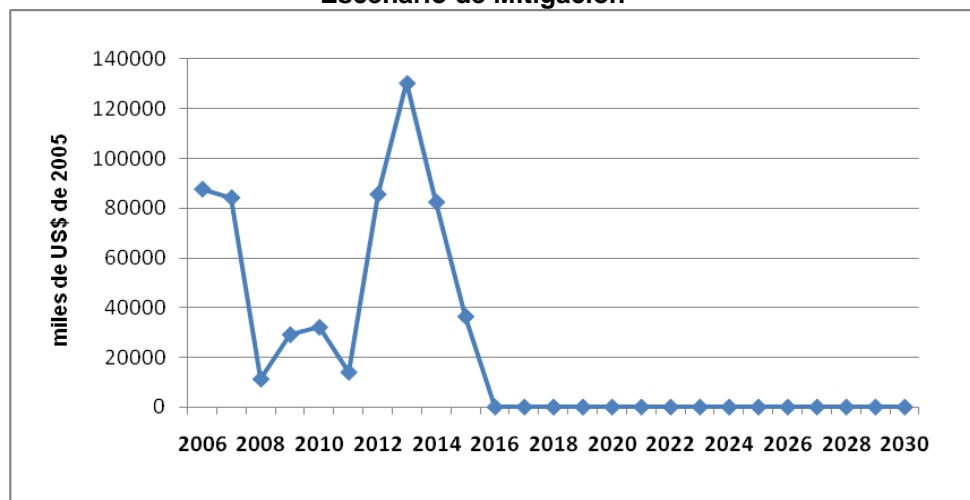
Los costos de inversión se determinaron a partir del cronograma de expansión de la capacidad instalada en generación a partir de biomasa que surge de los proyectos en operación y/o adjudicados y las metas de política energética, de acuerdo a las hipótesis indicadas anteriormente y la fecha prevista de entrada en operación. A los efectos de la determinación de las inversiones anuales se supuso un período de construcción de las centrales de 2 años.

**Cuadro 46**  
**Flujo de inversiones anuales en generación biomasa**  
**En miles de dólares constantes de 2005**  
**Escenario de Mitigación**

	<b>Potencia MW</b>	<b>Inversión miles US\$</b>
2006	0	87805
2007	120	84349
2008	0	11236
2009	12	29144
2010	20	32135
2011	16	14012
2012	0	85710
2013	100	130420
2014	55	82550
2015	45	36451
2016-2030	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>368</b>	<b>593812</b>

Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 22**  
**Flujo de inversiones anuales en generación biomasa**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**



A los efectos de la determinación de los flujos de inversión, se consideró un costo de inversión de 2000 US\$/kW instalado.

En el caso del proyecto de la planta de celulosa de UPM se supuso un costo de inversión de 1500 US\$/MW, en función de la escala de la planta.

A los efectos de expresar los resultados en dólares constantes de 2005, se deflactaron los flujos de inversión anuales valorados en dólares corrientes de cada año, por el valor del índice de precios al consumidor de Estados Unidos<sup>15</sup>.

A partir de estas consideraciones, se determinó una inversión acumulada de US\$ 594 millones de dólares constantes de 2005, para el período 2006-2015 correspondientes a la instalación de centrales de generación a partir de biomasa. A partir del año 2016, se supuso que no se realizan inversiones adicionales en generación de biomasa.

Se supuso que las inversiones son realizadas por el sector privado.

Las inversiones correspondientes a las plantas de UPM y Montes del Plata corresponden a inversión extranjera directa.

El resto de las inversiones se supuso corresponde a emprendimientos del sector privado nacional. De acuerdo a la estructura de financiamiento disponible, se supuso que el 60% de la inversión corresponde al capital propio de las empresas y el 40% es financiado mediante préstamos del mercado interno de capitales (40%) y el resto con préstamos del exterior (60%).

El cálculo de los costos de O&M incluye el costo de compra de la energía generada. Para el cálculo del costo de generación se consideraron las condiciones generales que rigen para los contratos de compraventa entre generadores privados y la empresa eléctrica del Estado UTE y las condiciones que establece el decreto que regula la compraventa de generación a partir de biomasa (decreto 367/010).

Las condiciones que establece el decreto 367/010 de promoción de la generación a partir de biomasa, se aplican únicamente a los 140 MW adicionales de capacidad instalada que se prevé incorporar al 2015.

<sup>15</sup> Global Insight, US Economic Outlook, October 2009.



De acuerdo a las condiciones que establece el decreto 367/010, se supuso que el 40% de la generación no está sujeta a despacho; en este caso se consideró un costo de energía generada de 92 US\$/MWh.

En el caso de la energía convocable, se consideró un precio máximo por potencia convocada de 48 US\$/MWh y un precio máximo por energía convocada de 59 US\$/MWh, según establece el decreto citado anteriormente.

A continuación se presentan una síntesis de los principales parámetros técnicos considerados:

Costo de inversión	2000	US\$/kW
Rendimiento	30%	
Factor de disponibilidad	85%	
Tiempo de construcción	2	años
Vida útil	20	años

A los efectos del cálculo de los costos de O&M, fue necesario estimar la generación de energía para el período de estudio.

**Cuadro 47**  
**Costos de O&M (miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

	<b>Generación GWh</b>	<b>Costo O&amp;M miles US\$</b>
2006	0.0	0
2007	23.2	2170
2008	116.8	10934
2009	171.1	15585
2010	359.7	32107
2011	391.3	34277
2012	532.3	35235
2013	949.5	65957
2014	1346.7	97956
2015	1731.2	131407
2016	1681.3	126873
2017	1718.9	125920
2018	1748.6	124637
2019	1785.8	123760
2020	1804.1	122308
2021	1838.8	121491
2022	1856.0	120035
2023	1874.1	118586
2024	1898.5	117296
2025	1909.2	115478
2026	1923.6	113815
2027	1931.2	111913
2028	1943.4	110209
2029	1950.2	108271
2030	1961.1	106458
<b>TOTAL</b>	<b>33446.5</b>	<b>2192679</b>

Fuente: elaboración propia a partir de LEAP.

### **Generación térmica a gas natural**

De acuerdo a las hipótesis definidas en el escenario energético de mitigación, se determinaron los costos de inversión asociados al plan de expansión de la generación térmica

a gas natural de acuerdo a las necesidades de expansión requeridas para garantizar la seguridad de abastecimiento.

A partir de la proyección de la demanda de energía eléctrica y la generación de energía requerida para atender la demanda, una vez deducidos los proyectos ya decididos de generación eólica y a partir de biomasa, se determinaron las necesidades de incorporación de generación térmica convencional.

Se supuso que la expansión de la capacidad instalada se realiza mediante la instalación de centrales de ciclo combinado a gas natural de módulos de 180 MW, de acuerdo al cronograma de expansión que se presenta en el siguiente cuadro, de acuerdo a la fecha de entrada en operación prevista de cada central. A los efectos del cálculo de las inversiones anuales se consideró un período de construcción de las centrales de 2 años.

**Cuadro 48**  
**Flujo de inversiones anuales en generación a gas natural**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

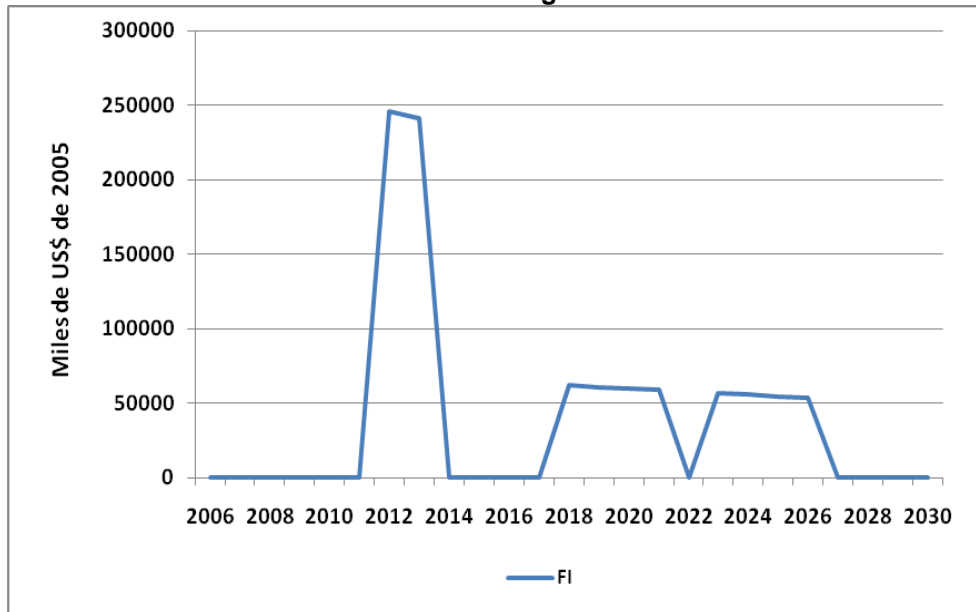
<b>Año</b>	<b>Potencia MW</b>	<b>Inversión miles US\$</b>
2012		245989
2013		241488
2014	360	0
2015		0
2016		0
2017		0
2018		61905
2019		60769
2020	180	59728
2021		58708
2022	180	0
2023		56713
2024		55690
2025	180	54659
2026		53647
2027	180	0
<b>TOTAL</b>	<b>1080</b>	<b>949298</b>

A los efectos del cálculo de los flujos de inversión, se consideró un costo de inversión de 900 US\$/kW instalado<sup>16</sup>.

La incorporación de la generación a gas natural requiere disponer de la planta de regasificación; se supuso una inversión en la planta de GNL de 250 MM de dólares corrientes; esta cifra corresponde únicamente a la participación de Uruguay en la planta.

<sup>16</sup> Costos y parámetros para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, CFE, 2010.

**Gráfica 23**  
**Flujo de inversiones anuales en generación térmica a gas natural**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**



A los efectos de expresar los resultados en dólares constantes de 2005, se deflactaron los flujos de inversión anuales valorados en dólares corrientes de cada año, por el valor del índice de precios al consumidor de Estados Unidos<sup>17</sup>.

A partir de estas consideraciones, se determinó una inversión acumulada de 949 millones de dólares constantes de 2005 durante el período 2012-2030 correspondientes a la instalación de las centrales de generación térmica a gas natural y la planta de regasificación de GNL.

Se supuso que las inversiones son realizadas por el sector privado, con excepción de la primera central de ciclo combinado que es realizada por UTE.

Se supuso que la inversión correspondiente a la planta de regasificación se realiza mediante el mecanismo de concesión de obra pública, a cargo del sector privado.

A los efectos del cálculo de los costos de O&M, en primer lugar se determinó la generación correspondiente a las centrales a gas natural. A los efectos del cálculo se supuso un factor de disponibilidad de las centrales térmicas a carbón de 95% (central de base), un rendimiento de la central del 50% y un costo de combustible de 11.2 US\$/MBTU.

De acuerdo a la información disponible, se supuso un costo de O&M propiamente dicho (sin combustible) de 5 US\$/MWh.

A continuación se presenta una síntesis de los principales parámetros técnicos considerados:

Costo de inversión	900	US\$/kW
Rendimiento	50%	
Costo de O&M	5	US\$/MWh
Factor de disponibilidad	95%	
Tiempo de construcción	2	años
Tamaño módulo	180	MW
Vida útil	25	años

<sup>17</sup> Global Insight, US Economic Outlook, October 2009.

**Cuadro 49**  
**Costos de O&M (miles de dólares constantes de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

	<b>Generación GWh</b>	<b>Costo combustible</b>	<b>Costos O&amp;M</b>	<b>Total Costos O&amp;M</b>
2006	0	0	0	0
2007	0	0	0	0
2008	0	0	0	0
2009	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2011	0	0	0	0
2012	0	0	0	0
2013	0	0	0	0
2014	1442	91689	5952	97641
2015	1144	71375	4633	76009
2016	934	57147	3710	60856
2017	1086	65159	4230	69388
2018	1252	73695	4784	78479
2019	1407	81327	5279	86606
2020	1935	109933	7136	117069
2021	2259	126126	8187	134313
2022	2766	151754	9851	161605
2023	3040	163973	10644	174616
2024	3231	171102	11107	182209
2025	3729	193803	12580	206383
2026	3988	203445	13206	216651
2027	4544	227460	14765	242225
2028	4848	238099	15456	253555
2029	5176	249261	16180	265441
2030	5394	254644	16530	271174
<b>TOTAL</b>	<b>48175</b>	<b>2529994</b>	<b>164227</b>	<b>2694221</b>

**Costo de generación de energía eléctrica**

Por último, se determinó el costo global de generación de energía eléctrica correspondiente al escenario de mitigación, según se indica en el siguiente cuadro:

**Cuadro 50**  
**Costo de generación por fuente (en miles de dólares de 2005)**  
**Escenario de Mitigación**

<b>Año</b>	<b>Hidro</b>	<b>TV FO</b>	<b>CC GN</b>	<b>TG GO</b>	<b>Mot FO</b>	<b>Eólica</b>	<b>Biomasa</b>	<b>TOTAL</b>
2006	38584	203255	0	96576	0	0	0	<b>338415</b>
2007	83715	37486	0	54233	0	0	2170	<b>177604</b>
2008	46653	130144	0	401198	0	195	10934	<b>589124</b>
2009	52170	80703	0	310515	0	3465	15585	<b>462438</b>
2010	68595	89702	0	138858	39206	6813	32107	<b>375280</b>
2011	62888	100157	0	196381	41921	6684	34277	<b>442308</b>
2012	62743	96392	0	183579	39813	8702	35235	<b>426465</b>
2013	61729	78376	0	148306	33265	36840	65957	<b>424473</b>
2014	58966	28451	98832	2308	15850	56936	97956	<b>359298</b>
2015	58564	19993	76935	1195	11559	76271	131407	<b>375925</b>
2016	56519	15231	61598	1003	8599	134800	126873	<b>404623</b>
2017	56082	18015	70234	1488	10204	132226	125920	<b>414169</b>
2018	55207	21039	79436	2563	11910	129720	124637	<b>424513</b>
2019	54536	25119	87662	3101	13662	127340	123760	<b>435181</b>
2020	52923	17580	118496	1626	9768	125160	122308	<b>447861</b>
2021	53052	0	135951	5269	11664	123025	121491	<b>450450</b>
2022	51337	0	163575	2459	8020	120920	120035	<b>466346</b>
2023	50622	0	176745	0	9702	118844	118586	<b>474498</b>
2024	50381	0	184430	0	11129	116700	117296	<b>479936</b>
2025	48601	0	208899	0	7576	114540	115478	<b>495094</b>
2026	48531	0	219293	0	8697	112416	113815	<b>502751</b>
2027	46847	0	245178	0	5960	110294	111913	<b>520192</b>
2028	46390	0	256646	0	7542	108225	110209	<b>529013</b>
2029	45501	0	268677	0	9586	106128	108271	<b>538163</b>
2030	45328	0	274480	0	10926	104024	106458	<b>541216</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1356462</b>	<b>961643</b>	<b>2727067</b>	<b>1550658</b>	<b>326558</b>	<b>1980269</b>	<b>2192679</b>	<b>11095337</b>

**2. Eficiencia energética:**

En el escenario de línea de mitigación se supuso la continuidad del proyecto de eficiencia energética que se encuentra actualmente en ejecución en la DNE del MIEM.

El proyecto de eficiencia energética se financia mediante una donación del GEF-Banco Mundial de 6.875 miles de US\$ y fondos del MIEM (698 miles de US\$) y de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) (7500 miles de US\$).

En el siguiente cuadro se presenta un detalle de los FI, FF y costos de O&M del programa.

**Cuadro 51**  
**Flujos de inversión, financieros y costos de O&M (2006-2011)**  
**En miles de dólares constantes de 2005**

	<b>GEF</b>	<b>APORTE LOCAL</b>	<b>TOTAL 2006-2011</b>
<b>Desarrollo del mercado de eficiencia energética</b>	<b>4006</b>	<b>5660</b>	<b>9666</b>
<b>Servicios de eficiencia energética (UTE)</b>	<b>1700</b>	<b>6966</b>	<b>8665</b>
<b>Gerenciamiento del proyecto</b>	<b>539</b>	<b>731</b>	<b>1270</b>
<b>Total de FI, FF y costos O&amp;M</b>	<b>6245</b>	<b>13357</b>	<b>19601</b>

Fuente: informe de ejecución programa de eficiencia energética, diciembre 2010.

En el 2009, con la aprobación de la Ley de Eficiencia energética (Ley 18597) se crea la Unidad de eficiencia energética, en el ámbito de la DNE, y se institucionaliza dentro de la estructura del MIEM una división específica a cargo de la política de eficiencia energética. Se supuso que el presupuesto correspondiente a la Unidad de eficiencia energética de la DNE se mantiene en un nivel similar al ejecutado durante el período 2006-2011.

Asimismo, se supuso que se mantiene el presupuesto correspondiente al funcionamiento de la Unidad de eficiencia energética de UTE (Eficener) en un nivel similar al histórico.

En el escenario de mitigación se incorporó la implementación de acciones de eficiencia energética en los sectores residencial, comercial-servicios e industrial.

En el caso del sector residencial, se incorporaron los flujos de inversión, financieros y O&M asociados a la ampliación del alcance del programa de etiquetado energético. Esto comprende el desarrollo de las normas de equipos que aún no han sido desarrolladas por el programa de eficiencia energética de la DNE, el fortalecimiento de la capacidad de los laboratorios de ensayo, el costo de fiscalización del programa y el costo de campañas de difusión.

En función de la disponibilidad de información, no fue posible incorporar el costo de inversión en el equipamiento de los hogares.

En el caso del sector comercial-servicios se adoptó un criterio similar.

En el caso del sector industrial, se incorporaron las inversiones y los costos anuales asociados a la implementación de un programa de etiquetado de motores eléctricos y las inversiones correspondientes a los laboratorios de ensayo.

Por otra parte, se incorporaron los flujos correspondientes a la realización de estudios de viabilidad de mejoras de eficiencia y realización de auditorías energéticas y las inversiones correspondientes al financiamiento de la implementación de acciones de eficiencia energética en la industria.

### **Flujos de inversión, financieros y costos de O&M Escenario de Mitigación**

A partir de los supuestos indicados anteriormente, se determinaron los siguientes resultados para el Escenario de Mitigación:

**Cuadro 52 Escenario de Mitigación: FI, FF y costos de O&M anuales estimados por tipo de inversión**

**FI, FF y O&M ANUALES ESTIMADOS PARA EL ESCENARIO DE MITIGACIÓN  
(EN MILES DE DOLARES CONSTANTES DE 2005)**

Año	FI, FF y O&M ANUALES ESTIMADOS PARA EL ESCENARIO DE MITIGACIÓN (EN MILES DE DOLARES CONSTANTES DE 2005)														
	Medida 1: eficiencia energética			Medida 2: energía eólica			Medida 3: Generac. biomasa			Medida 4: Generación GN			TOTALES		
	FI	FF	O&M	FI	FF	OyM	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M
2006	216	71	298	0	0	0	87805	0	0	0	0	338415	88021	71	338713
2007	156	358	305	619	3	0	84349	0	2170	0	0	175434	85123	361	177909
2008	2,953	752	523	30713	90	228	11236	0	10934	0	0	577995	44902	842	589680
2009	1,988	930	517	12022	113	3517	29144	0	15585	0	0	443387	43153	1043	463007
2010	6,202	1,679	607	23637	159	6825	32135	0	32107	0	0	336361	61974	1838	375900
2011	1,439	128	480	17656	103	6788	15983	199	34316	0	0	401348	35078	430	442932
2012	2,014	438	477	17142	0	8702	87639	370	35271	245989	0	382528	352784	808	426978
2013	1,817	429	464	185113	0	36840	132314	308	65993	241488	0	321676	560732	736	424972
2014	1,977	421	453	165100	0	56936	82550	0	97956	0	0	203216	249628	421	358561
2015	1,816	413	462	162002	0	76271	36451	0	131407	0	0	167320	200269	413	375461
2016	1,620	405	451	476539	0	134800	0	0	126873	0	0	142208	478159	405	404332
2017	1,588	397	440	0	0	132226	0	0	125920	0	0	155177	1588	397	413763
2018	1,558	390	429	0	0	129720	0	0	124637	61905	0	169199	63463	390	423985
2019	1,529	382	419	0	0	127340	0	0	123760	60769	0	183024	62298	382	434544
2020	1,500	375	409	0	0	125160	0	0	122308	59728	0	198965	61228	375	446843
2021	1,475	369	400	0	0	123025	0	0	121491	58708	0	204297	60183	369	449213
2022	1,450	362	391	0	0	120920	0	0	120035	0	0	223421	1450	362	464767
2023	1,425	356	383	0	0	118844	0	0	118586	56713	0	234940	58138	356	472752
2024	1,400	350	375	0	0	116700	0	0	117296	55690	0	243719	57091	350	478090
2025	1,375	344	366	0	0	114540	0	0	115478	54659	0	262560	56034	344	492944
2026	1,350	337	358	0	0	112416	0	0	113815	53647	0	273879	54996	337	500468
2027	1,325	331	349	0	0	110294	0	0	111913	0	0	295032	1325	331	517588
2028	1,300	325	341	0	0	108225	0	0	110209	0	0	307487	1300	325	526263
2029	1,275	319	333	0	0	106128	0	0	108271	0	0	320528	1275	319	535260
2030	1,251	313	325	0	0	104024	0	0	106458	0	0	327428	1251	313	538235
<b>TOTAL</b>	<b>41999</b>	<b>10972</b>	<b>10356</b>	<b>1090543</b>	<b>469</b>	<b>1980470</b>	<b>599605</b>	<b>877</b>	<b>2192791</b>	<b>949298</b>	<b>0</b>	<b>6889544</b>	<b>2681444</b>	<b>12318</b>	<b>11073160</b>

**Cuadro 53: Escenario de Mitigación: FI, FF y costos de O&M acumulados, por tipo de inversión, entidad de Inversión y fuente de financiamiento (en miles de dólares constantes de 2005)**

Entidad inversora	Fuente de FI&F		ESCENARIO DE MITIGACIÓN – FI&F ACUMULADOS PERÍODO 2006-2030											
			Medida 1 Eficiencia Energética			Medida 2 Energía eólica			Medida 3 Biomasa			Medida 4 Generación GN		
			FI	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M
<b>HOGARES</b>	Doméstica	Capital propio y deuda												
<b>EMPRESAS</b>	Doméstica	Capital propio	17869	165			0	0	151084					
		Préstamos domésticos	14675	4233			0	0	40289					
	Externa	IED				730527			347798			674136		
		Préstamos externos						0	60433					
		Asistencia externa				212								
<b>Total Empresas</b>			<b>4325</b>	<b>32544</b>	<b>4398</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>599605</b>			<b>674136</b>	<b>674136</b>	
<b>GOBIERNO</b>	Doméstica	Fondos propios (presup.)	6171	4152	9817			1980269		124	2192709			6889544
	Externa	Préstamos externos				359804						275161		
		Asistencia externa	3283	2422	539		469	201	0	753	82			
	<b>Total Gobierno</b>			<b>8630</b>	<b>9455</b>	<b>6574</b>	<b>10356</b>	<b>469</b>	<b>1980470</b>		<b>877</b>	<b>2192791</b>	<b>275161</b>	<b>275161</b>
<b>TOTAL</b>			<b>41999</b>	<b>10972</b>	<b>10356</b>	<b>1090543</b>	<b>469</b>	<b>1980470</b>	<b>599605</b>	<b>877</b>	<b>2192791</b>	<b>949298</b>	<b>0</b>	<b>6889544</b>



**Cuadro 53 (cont.): Escenario de Mitigación: FI, FF y costos de O&M acumulados, por tipo de inversión, entidad de Inversión y fuente de financiamiento (en miles de dólares constantes de 2005)**

Entidad inversora	Fuente de FI&F		TOTALES		
			FI	FF	O&M
<b>HOGARES</b>	Doméstica	Capital propio y deuda			
<b>EMPRESAS</b>	Doméstica	Capital propio	168953	165	0
		Préstamos domésticos	54964	4233	0
	Externa	IED	1752462	0	0
		Préstamos externos	60433	0	0
		Asistencia externa	212	0	0
	<b>Total Empresas</b>			<b>2037024</b>	<b>4398</b>
<b>GOBIERNO</b>	Doméstica	Fondos propios (presup.)	6171	4276	11072338
	Externa	Préstamos externos	634965	0	0
		Asistencia externa	3283	3644	822
	<b>Total Gobierno</b>			<b>644420</b>	<b>7920</b>
<b>TOTAL</b>			<b>2681444</b>	<b>12318</b>	<b>11073160</b>

Los resultados incluidos en la medida 4 incorporan el costo global de generación, excluido generación eólica y biomasa. Si bien estos costos no corresponden estrictamente a los costos de generación térmica a gas natural, a los efectos de la presentación de los resultados y el cálculo de los costos incrementales, se consideró adecuado incorporar el impacto sobre el costo global de generación que resulta de la distinta estructura de generación por fuente que presenta el escenario de mitigación con relación al escenario de línea de base.

### 3 Resultados

---

#### 3.1 Cambios incrementales en FI, FF y costos de O&M, y costos de los Subsidios

A partir de la metodología propuesta, una vez determinados los flujos anuales de inversión, financieros y costos de O&M, se calcularon los flujos incrementales anuales por tipo de inversión correspondientes al escenario de mitigación con respecto a los resultados del escenario de línea de base.

Según surge de la siguiente gráfica, los flujos anuales incrementales acumulados para el período 2006-2030 asociados a las medidas consideradas se ubican en 2064 MM dólares constantes de 2005.

**Cuadro 54**  
**FI, FF y Costos O&M incrementales acumulados 2006-2030**  
**En miles de dólares constantes de 2005 (no descontados)**

	<b>Esc. Línea Base</b>	<b>Esc. Mitigación</b>	<b>ΔFI&amp;F</b>
<b>FI</b>	3.050.351	2.681.444	-368.907
<b>FF</b>	5.263	12.319	7.056
<b>O&amp;M</b>	12.775.647	11.073.157	-1.702.490
<b>TOTAL</b>	15.831.261	13.766.920	-2.064.341

Los valores negativos significan un ahorro neto

Según surge del cuadro anterior, los flujos de inversión anuales previstos en el escenario de línea de base superan las inversiones previstas en el escenario de mitigación. Este resultado se explica por el menor costo de inversión en generación previsto en el escenario de mitigación. De acuerdo a las hipótesis consideradas para la construcción de los escenarios energéticos, el escenario de mitigación incorpora el impacto de mejoras en la eficiencia energética en los sectores de demanda y en la producción de energía eléctrica. Esto determina un menor requerimiento de generación y por lo tanto un menor nivel de inversiones.

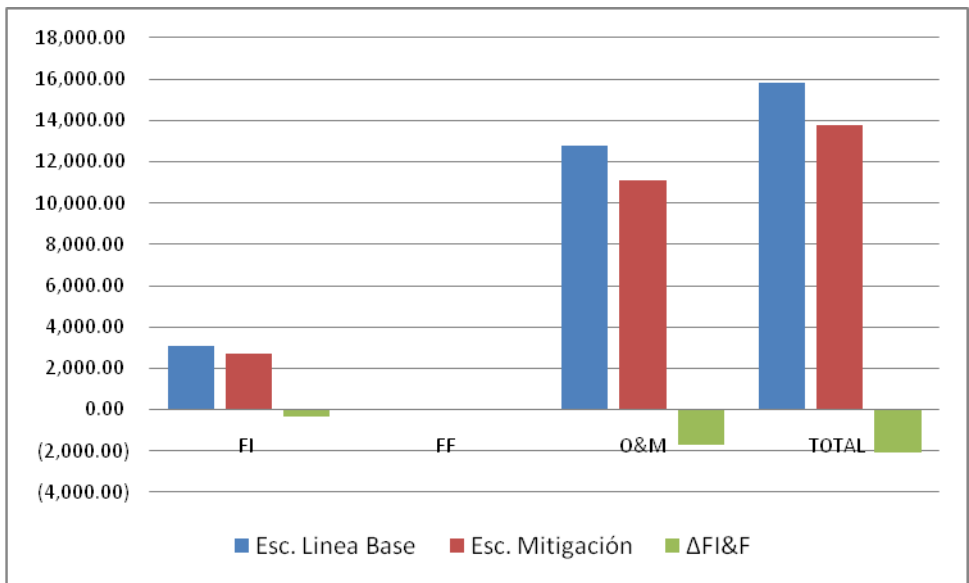
Por otra parte, en el escenario de línea de base se supuso que la expansión se realiza en centrales térmicas a carbón, y una inversión de 2300 US\$/kW instalado.

Por su parte, el escenario de mitigación representa un escenario de expansión a gas natural, con centrales de ciclo combinado. Este tipo de centrales se caracterizan por un bajo nivel de inversión inicial (900 US\$/kW instalado) con respecto a otras tecnologías, y mayor costo de combustible.

Con respecto a los costos de O&M, se estimó un costo adicional en el escenario de línea de base respecto al escenario de mitigación de 1702 MM de dólares constantes de 2005.

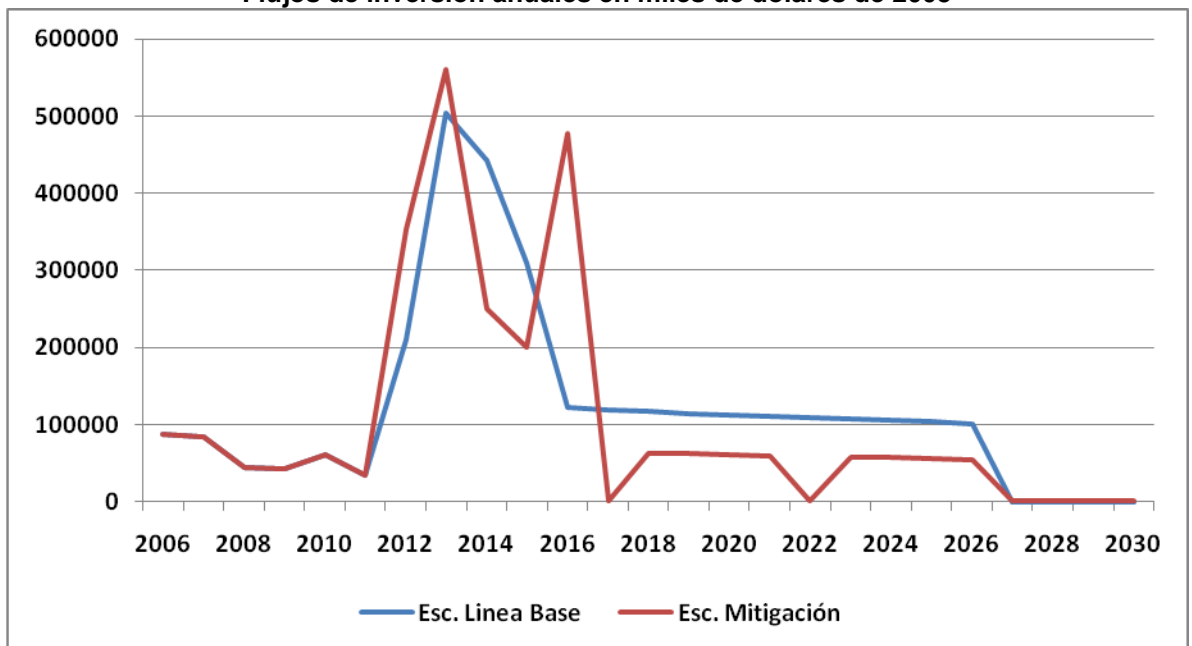
Si bien la generación requerida en el escenario de mitigación es menor a la prevista en el escenario de línea de base, como consecuencia del impacto de las mejoras de eficiencia, el costo de operación de las centrales a gas natural supera el costo de las centrales a carbón.

**Gráfica 24**  
**FI, FF y Costos O&M incrementales acumulados**  
**En miles de dólares constantes de 2005**



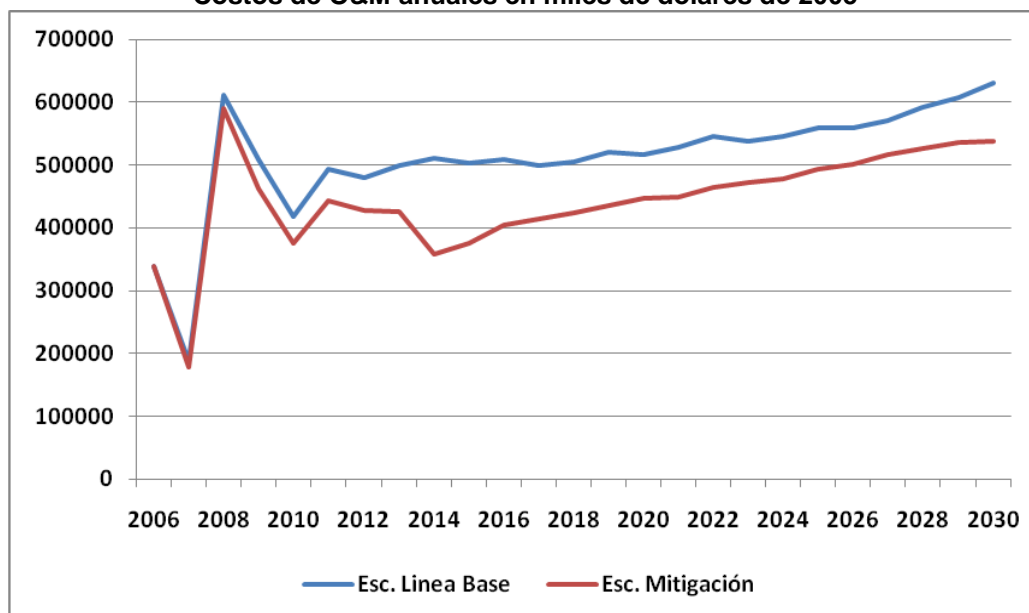
En los siguientes gráficos se presenta la evolución anual de los flujos de inversión y costos de O&M.

**Gráfica 25**  
**Flujos de inversión anuales en miles de dólares de 2005**



El mayor nivel de inversión previsto en el año 2016 en el escenario de mitigación refleja la entrada en operación de 300 MW adicionales de generación eólica.

**Gráfica 26**  
**Costos de O&M anuales en miles de dólares de 2005**



Si se consideran los flujos de inversión y costos de O&M anuales por tipo de medida, el escenario de mitigación representa un escenario de mayor desarrollo de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Esto se ve reflejado en el mayor nivel de inversión y costos de O&M previstos para generación eólica y biomasa en este escenario con respecto al escenario de línea de base, según se indica en el siguiente cuadro:

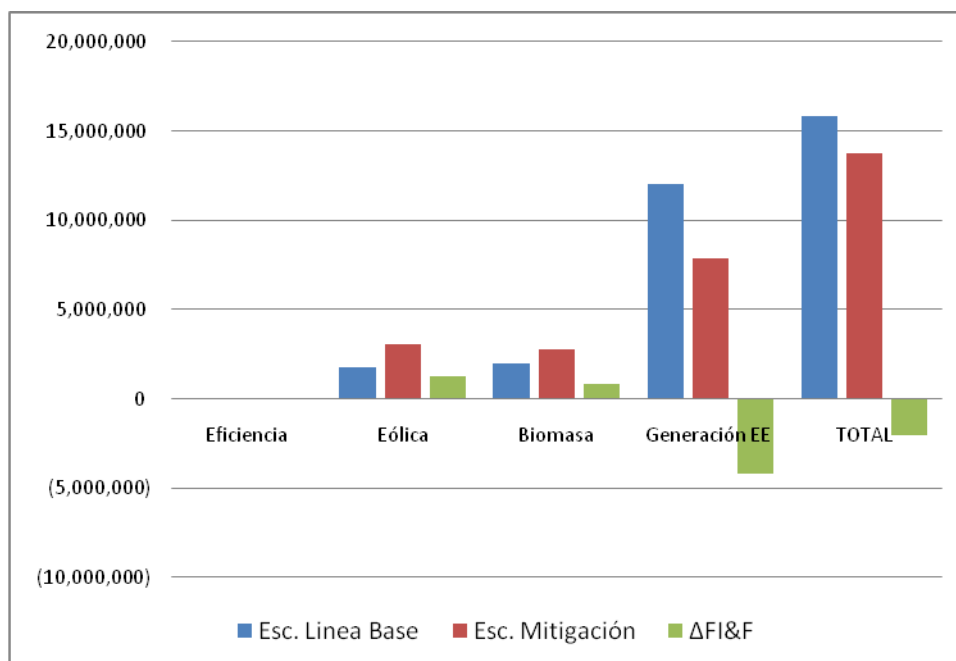
**Cuadro 55**  
**Flujos anuales acumulados (2006-2030) por tipo de medida,**  
**en miles de dólares de 2005**

	Esc. Línea Base	Esc. Mitigación	$\Delta$ FI&F
<b>Eficiencia</b>	22.423	63.328	40.905
<b>Eólica</b>	1.800.208	3.071.480	1.271.272
<b>Biomasa</b>	1.951.242	2.793.272	842.030
<b>Generación EE</b>	12.057.388	7.838.840	-4.218.548
<b>TOTAL</b>	<b>15.831.261</b>	<b>13.766.920</b>	<b>-2.064.341</b>

Los valores negativos significan un ahorro neto

Con respecto a la generación térmica, como fuera indicado anteriormente, los flujos de inversión y costos de O&M son mayores en el escenario de línea de base como resultado del mayor costo de inversión de las centrales térmicas a carbón con respecto a las centrales a gas natural.

**Gráfica 27**  
**Flujos anuales acumulados por tipo de medida**  
**(en miles de dólares constantes de 2005)**



Si se consideran los costos incrementales acumulados y descontados al año base (2006), para una tasa de descuento real en dólares de 1% acumulativo anual, el monto adicional estimado en el escenario de línea de base respecto al escenario de mitigación es de 1794 MM de dólares constantes de 2005 (valores descontados), según se indica en el siguiente cuadro:

**Cuadro 56**  
**FI, FF y Costos O&M incrementales acumulados descontados al 2006**  
**En miles de dólares constantes de 2005, descontados (1%) Periodo 2006-2030**

	Esc. Línea Base	Esc. Mitigación	ΔFI&F
<b>FI</b>	2769272	2464206	-305066
<b>FF</b>	5078	11197	6119
<b>O&amp;M</b>	11270111	9774535	-1495577
<b>TOTAL</b>	<b>14044460</b>	<b>12249937</b>	<b>-1794524</b>

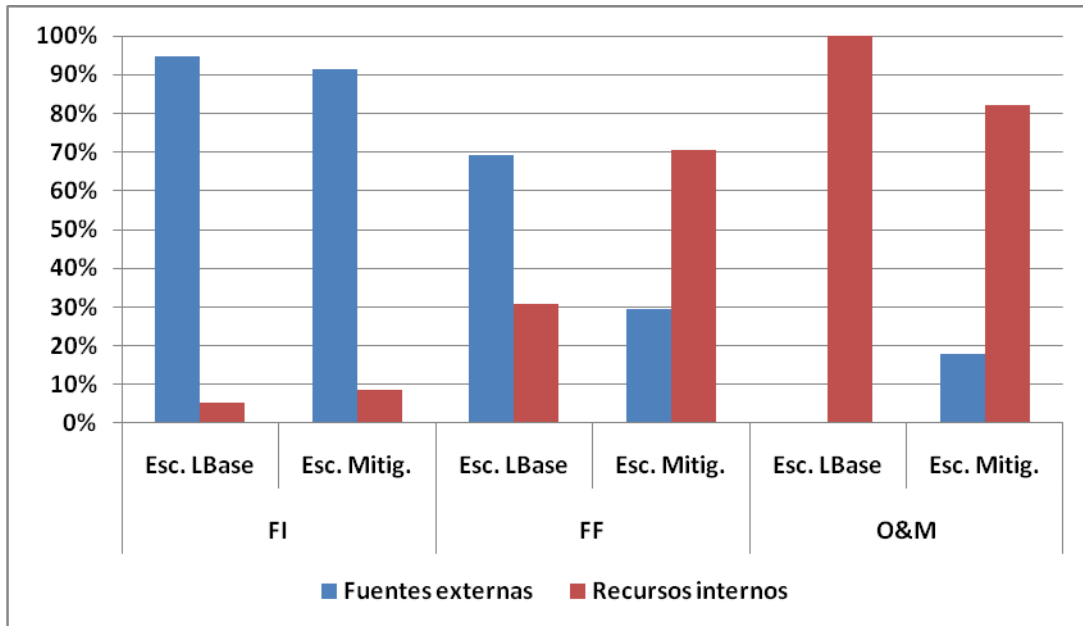
Los valores negativos significan un ahorro neto

En el siguiente cuadro se presenta los flujos de inversiones y financieros por entidad de financiamiento:

**Cuadro 57**  
**Costos incrementales acumulados por fuente de financiamiento**  
**en miles de dólares constantes de 2005**

	ΔFI	ΔFF	ΔO&M	Δ FI&F
<b>Fuentes externas</b>	435599	0	0	435599
<b>Recursos internos</b>	-66692	-7055	1702488	1628741
<b>TOTAL</b>	<b>368906</b>	<b>-7055</b>	<b>1702488</b>	<b>2064340</b>

**Gráfica 28**  
**Costos incrementales acumulados por fuente de financiamiento**  
**en miles de dólares constantes de 2005**



En relación a las fuentes de financiamiento externas, un aspecto a resaltar es la importancia de la inversión extranjera directa, estimada en 1040 MM de dólares constantes de 2005.

**Cuadro 58**  
**FI, FF y costos de O&M anuales incrementales estimados por tipo de inversión (en miles de dólares constantes de 2005)**

Año	FI, FF y O&M anuales incrementales (miles de dolares de 2005)														
	Medida 1: eficiencia energética			Medida 2: energía eólica			Medida 3: Generac. biomasa			Medida 4: Generación Carbón vs GN			Totales		
	FI	FF	O&M	FI	FF	OyM	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10035	0	0	-10035
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-21529	0	0	-21529
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-45212	0	0	-45212
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-42776	0	0	-42776
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-51315	0	0	-51315
2012	2014	438	302	0	0	0	25713	0	6	114566	0	-54128	142293	438	-53820
2013	1817	429	293	0	0	0	37864	0	19719	17389	0	-95022	57070	429	-75010
2014	1977	421	285	0	0	-1	24765	0	29224	-219859	0	-181178	-193117	421	-151670
2015	1816	413	297	0	0	-2	12151	0	43148	-124202	0	-170252	-110235	413	-126809
2016	1620	405	289	476539	0	60014	0	0	39743	-121782	0	-204065	356377	405	-104019
2017	1588	397	281	0	0	58881	0	0	43812	-119454	0	-188159	-117866	397	-85185
2018	1558	390	273	0	0	57761	0	0	42959	-55282	0	-182655	-53724	390	-81662
2019	1529	382	266	0	0	56700	0	0	42421	-54267	0	-185163	-52738	382	-85776
2020	1500	375	259	0	0	55759	0	0	45547	-53337	0	-170502	-51837	375	-68937
2021	1475	369	253	0	0	54788	0	0	44709	-52427	0	-178117	-50952	369	-78367
2022	1450	362	246	0	0	53846	0	0	43460	-109234	0	-177507	-107784	362	-79955
2023	1425	356	241	0	0	52953	0	0	46720	-50646	0	-165711	-49221	356	-65797
2024	1400	350	235	0	0	51992	0	0	45190	-49732	0	-164863	-48332	350	-67446
2025	1375	344	228	0	0	51006	0	0	43477	-48811	0	-161399	-47436	344	-66688
2026	1350	337	223	0	0	50105	0	0	46342	-47906	0	-155309	-46556	337	-58639
2027	1325	331	217	0	0	49140	0	0	44229	0	0	-146512	1325	331	-52926
2028	1300	325	211	0	0	48206	0	0	42037	0	0	-155313	1300	325	-64859
2029	1275	319	205	0	0	47264	0	0	40190	0	0	-159661	1275	319	-72002
2030	1251	313	200	0	0	46321	0	0	38604	0	0	-177181	1251	313	-92056
<b>Total</b>	29045	7056	4804	476539	0	794733	100493	0	741537	-974984	0	-3243564	-368907	7056	-1702490
<b>VNA</b>	25243	6119	4173	431405	0	673946	93519	0	633912	-855233	0	-2807606	-305066	6119	-1495577

Cuadro 59

FI, FF y costos de O&amp;M anuales incrementales descontados al año base por tipo de inversión (en miles de dólares constantes de 2005)

Año	FI, FF y O&M ANUALES INCREMENTALES DESCONTADOS (EN MILES DE DOLARES CONSTANTES DE 2005)														
	Medida 1: eficiencia energética			Medida 2: energía eólica			Medida 3: Generac. biomasa			Medida 4: Generación carbón vs GN			TOTALES		
	FI	FF	O&M	FI	FI	FF	O&M	FF	O&M	FI	FF	O&M	FI	FF	O&M
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9,935	0	0	-9935
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-21,105	0	0	-21105
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-43,882	0	0	-43882
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-41,108	0	0	-41108
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-48,825	0	0	-48825
2012	1,898	413	285	0	0	0	24,223	0	0	107,927	0	-50,991	134047	413	-50701
2013	1,695	400	273	0	0	0	35,316	0	18,392	16,219	0	-88,629	53231	400	-69964
2014	1,826	389	263	0	0	0	22,870	0	26,988	-203,036	0	-167,315	-178340	389	-140065
2015	1,661	377	272	0	0	0	11,109	0	39,452	-113,563	0	-155,668	-100793	377	-115946
2016	1,467	367	262	431,404	0	54,329	0	0	35,979	-110,248	0	-184,738	322623	367	-94168
2017	1,424	356	252	0	0	52,777	0	0	39,270	-107,069	0	-168,651	-105645	356	-76353
2018	1,383	346	243	0	0	51,260	0	0	38,124	-49,060	0	-162,098	-47677	346	-72470
2019	1,343	336	234	0	0	49,821	0	0	37,274	-47,682	0	-162,696	-46339	336	-75367
2020	1,305	326	225	0	0	48,508	0	0	39,625	-46,401	0	-148,330	-45096	326	-59972
2021	1,270	318	218	0	0	47,191	0	0	38,510	-45,158	0	-153,421	-43888	318	-67501
2022	1,236	309	210	0	0	45,921	0	0	37,063	-93,157	0	-151,382	-91921	309	-68188
2023	1,203	301	203	0	0	44,712	0	0	39,449	-42,764	0	-139,923	-41561	301	-55558
2024	1,171	293	196	0	0	43,466	0	0	37,779	-41,577	0	-137,828	-40406	293	-56386
2025	1,138	285	189	0	0	42,219	0	0	35,988	-40,403	0	-133,596	-39265	285	-55199
2026	1,106	277	182	0	0	41,063	0	0	37,979	-39,262	0	-127,282	-38156	277	-48057
2027	1,075	269	176	0	0	39,874	0	0	35,889	0	0	-118,884	1075	269	-42946
2028	1,044	261	170	0	0	38,729	0	0	33,772	0	0	-124,777	1044	261	-52107
2029	1,014	254	164	0	0	37,596	0	0	31,969	0	0	-127,001	1014	254	-57273
2030	985	246	158	0	0	36,481	0	0	30,403	0	0	-139,542	985	246	-72501
<b>TOTAL</b>	<b>25243</b>	<b>6119</b>	<b>4173</b>	<b>431404</b>	<b>0</b>	<b>673946</b>	<b>93519</b>	<b>0</b>	<b>633912</b>	<b>-855233</b>	<b>0</b>	<b>-2807606</b>	<b>-305066</b>	<b>6119</b>	<b>-1495577</b>



**Cuadro 60:**  
**FI, FF y costo de O&M incrementales acumulativos descontados al año base, por tipo de inversión, entidad de Inversión y fuente de financiamiento (en miles de dólares constantes de 2005)**

Entidad inversora	Fuente de FI&F		FI, FF y O&M incrementales acumulativos descontados al año base														
			Medida 1 Eficiencia Energética			Medida 2 Energía eólica			Medida 3 Biomasa			Medida 4 Generación Carbón vs GN			Totales		
			ΔFI	ΔFF	ΔO&M	ΔFI	ΔFF	ΔO&M	ΔFI	ΔFF	ΔO&M	ΔFI	ΔFF	ΔO&M	ΔFI	ΔFF	ΔO&M
Hogares	Doméstica	Capital propio y deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Empresas	Doméstica	Capital propio	14686	0	0	0	0	0	27451	0	0	0	0	0	42137	0	0
		Préstamos domésticos	9791	3672	0	0	0	0	7320	0	0	0	0	0	17111	3672	0
	Externa	IED	0	0	0	143801	0	0	47767	0	0	1113176	0	0	921607	0	0
		Préstamos externos	0	0	0	0	0	0	10980	0	0	0	0	0	10980	0	0
		Asistencia externa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Empresas</b>			24477	3672	0	143803	0	0	93519	0	0	1113176	0	0	851379	3672	0
Gobierno	Doméstica	Fondos propios (presup.)	766	2448	4173	0	0	673946	0	0	633912	0	0	2807606	766	2448	1495577
	Externa	Préstamos externos	0	0	0	287603	0	0	0	0	0	257943	0	0	545546	0	0
		Asistencia externa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total Gobierno</b>			766	2448	4173	287603	0	673946	0	0	633912	257943	0	2807606	545546	2448
<b>Total</b>			25243	6119	4173	431404	0	673946	93519	0	633912	855233	0	2807606	305066	6119	1495577

Cuadro 60 (cont.)

FI, FF y costo de O&M incrementales acumulativos descontados al año base, por tipo de inversión, entidad de inversión y fuente de financiamiento (en miles de dólares constantes de 2005)

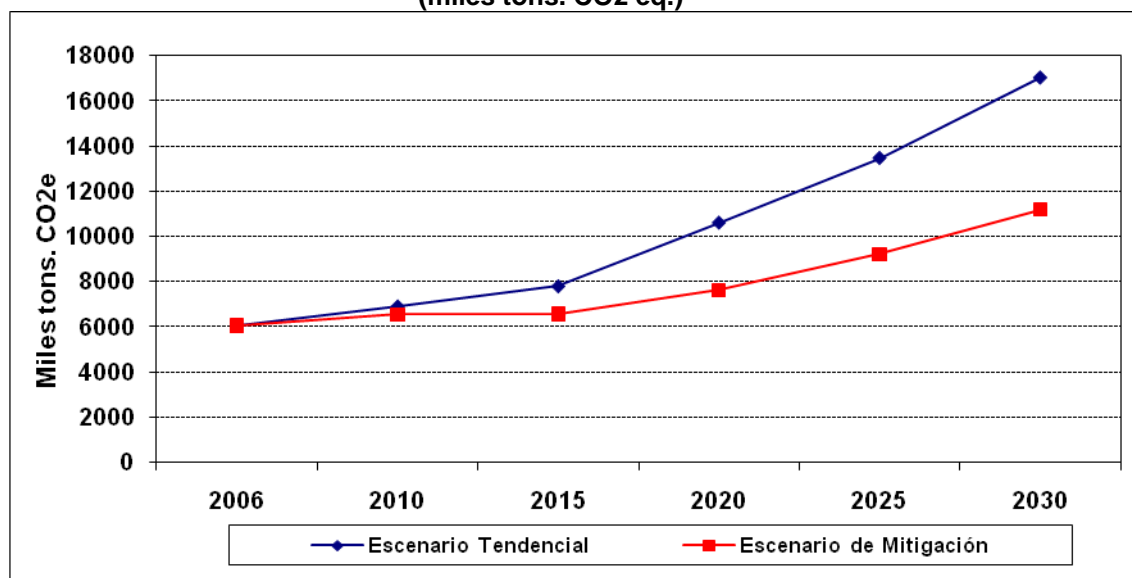
Entidad inversora	Fuente de FI&F		TOTALES		
			FI	FF	O&M
<b>HOGARES</b>	Doméstica	Capital propio y deuda	0	0	0
<b>EMPRESAS</b>	Doméstica	Capital propio	42137	0	0
		Préstamos domésticos	17111	3672	0
	Externa	IED	-921607	0	0
		Préstamos externos	10980	0	0
		Asistencia externa	0	0	0
	<b>Total Empresas</b>			<b>-851379</b>	<b>3672</b>
<b>GOBIERNO</b>	Doméstica	Fondos propios (presup.)	766	2448	-1495577
	Externa	Préstamos externos	545546	0	0
		Asistencia externa	0	0	0
	<b>Total Gobierno</b>			<b>546312</b>	<b>2448</b>
<b>TOTAL</b>			<b>-305066</b>	<b>6119</b>	<b>-1495577</b>

Cuadro 61

Evolución de las emisiones de GEI según escenario  
(en miles de tons. CO<sub>2</sub>eq.)

	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa crec.
<b>Escenario de Línea de Base</b>	6054	6916	7803	10612	13464	17010	4.4%
<b>Escenario de Mitigación</b>	6054	6544	6555.5	7624.2	9212	11176	2.6%

**Gráfica 29**  
**Evolución de las emisiones de GEI según escenario**  
**(miles tons. CO2 eq.)**



**Cuadro 62**  
**Emisiones acumuladas de GEI per. 2006-2030 según escenario**  
**(miles tons. CO2 eq.)**

	<b>Emisiones GEI</b>
Escenario de Línea de Base	249.131
Escenario de Mitigación	193.308
<b>Emisiones evitadas (miles tons. CO2 eq.)</b>	<b>-55.823</b>

## 3.2 Implicancias políticas

En primer lugar se considera que la implementación de acciones de mitigación requiere la implementación de políticas públicas específicas orientadas a superar las barreras que presentan tales acciones.

El cumplimiento de los objetivos o metas estimadas para cada sector requeriría enmarcar estas acciones en la planificación y las políticas energéticas de largo plazo.

En este sentido, se considera que los objetivos y metas propuestos se encuentran alineados con los objetivos de política energética definidos a nivel nacional para el período 2005-2030, en la medida que contribuyen a alcanzar los siguientes resultados:

- Reducir la vulnerabilidad producida por la dependencia energética del exterior.
- Mejorar la Balanza Comercial y de pagos, como consecuencia de la reducción de importaciones.
- Morigerar las tasas de crecimiento de la demanda de energía.
- Coadyuvar a la cultura de la planificación, el diseño y la implementación de políticas de largo plazo en el consumo y abastecimiento de energía.
- Posicionar el país en forma ventajosa frente al proceso de negociación del cambio climático y las potenciales medidas y acciones a nivel global que puedan afectar el sistema socioeconómico de Uruguay.

Se considera que la implementación de las acciones propuestas requiere de intervenciones a través de medidas económicas, financieras, regulatorias y normativas.

Para ello se considera necesario fortalecer el marco institucional relacionado con las políticas de cambio climático, para promover una adecuada articulación entre los organismos de gobierno, facilitar la participación en organismos interinstitucionales con injerencia en la materia, y asegurar la participación plena de los actores públicos y privados involucrados en la gestión de los asuntos relacionados con el cambio climático.

### **3.3 Incertidumbres clave y limitaciones metodológicas**

Desde el punto de vista metodológico, en el caso particular del sector energético se considera que la evaluación independiente de las distintas medidas de mitigación identificadas no resulta ajustada a la realidad del sector.

En este sentido, a modo de ejemplo, si consideramos la expansión de la generación eólica como estrategia de mitigación, esta medida determina un cambio general en la estructura de generación; en particular implica un menor costo de generación con combustibles líquidos, que no es posible recoger en forma individual en la evaluación del impacto de esta medida.

Igualmente, cuando consideramos el impacto de la introducción de mejoras de eficiencia, esto impacta globalmente sobre las necesidades de generación, por lo que no es posible evaluar el impacto de cada medida en forma individual.

Por lo tanto, en el caso del sector energético se considera más adecuado realizar una caracterización global y una estimación de la demanda y oferta de energía por sector y fuente de energía para cada escenario y valorizarlos globalmente.

## 4 Referencias

---

- Banco Central del Uruguay, *Cuentas Nacionales 1988-2008*, 2009.
- Bouille, D., *Proyecto ERECC. Estudios de Mitigación*, 2009.
- CEPAL, *Estudio Nacional de Economía del Cambio Climático de Uruguay. Sector Energía*, 2010.
- Comisión Federal de Electricidad, *Costos y parámetros para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico*, México, 2010.
- Dirección Nacional de Energía, *Balance Energético Nacional 2009*, 2011.
- Dirección Nacional de Energía, *Estudio de Prospectiva de la Demanda y Oferta de Energía 2006-2030*, presentación disponible en [www.dnetn.gub.uy](http://www.dnetn.gub.uy)
- Dirección Nacional de Energía, *Evaluación de la disponibilidad de residuos o subproductos de biomasa a nivel nacional*, 2010.
- Dirección Nacional de Energía, *Lineamientos de política energética 2005-2030*, febrero 2010.
- Dirección Nacional de Energía, *Programa de Energía Eólica*, 2010.
- Dirección Nacional de Energía, *Reporte de Ejecución presupuestal del Proyecto de Eficiencia Energética*, 2010.
- Dirección Nacional de Medio Ambiente, *Producción de electricidad a partir de biomasa en Uruguay*, 2011.
- Dirección Nacional de Medio Ambiente, Unidad de Cambio Climático, *Inventario nacional de Gases de Efecto Invernadero 2004*, 2010.
- Dirección Nacional de Medio Ambiente, Unidad de Cambio Climático, *Estudio de apoyo a la aplicación del Mecanismo para el Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto en Uruguay*, 2002.
- Dirección Nacional de Medio Ambiente, Unidad de Cambio Climático, *Programa General de Medidas de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático*, 2004.
- Global Insight, US Economic Outlook, *Índice de precios de Estados Unidos*, October 2009.
- Grupo de Trabajo de Energía, *Taller de capacitación sobre la Metodología de Evaluación de Flujos de Inversión y Financiamiento*, junio 2010.
- Instituto Nacional de Estadística, *Proyecciones de población CELADE*, 2010.
- Instituto Torcuato di Tella, *Evaluación de Flujos de Inversión y Financiamiento. Tasa de descuento – Análisis de sensibilidad*, 2010.
- Mosto, P. *Proyecto de abastecimiento y regasificación de GNL*, junio 2010.
- Oficina de Planeamiento y Presupuesto, *Estrategias de Desarrollo Uruguay III Siglo*, 2009.
- PNUD, *Guía sobre Metodología para evaluar los flujos de inversión y de financiamiento para hacer frente al cambio climático*, 2009.

Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y la Variabilidad, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, *Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático. Diagnóstico y lineamientos estratégicos*, 2010.

UTE, *Memoria Anual UTE años 2003 -2009*.

UTE, *UTE en Cifras 2009, 2010*.