FMAM

pnud

ESTUDIO para la IDENTIFICACION de **MEDIDAS DE MITIGACION** de EMISIONES de **GASES DE EFECTO INVERNADERO** en el SECTOR ENERGIA

Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente

MINISTERIO DE VIVIENDA ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y MEDIO AMBIENTE

Dirección Nacional de Medio Ambiente
Unidad de Cambio Climático

U R U G U A Y

URUGUAY

Estudio para la Identificación de Medidas de Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energía

Realizado en forma conjunta por:

Dirección Nacional de Medio Ambiente
Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente

Dirección Nacional de Energía
Ministerio de Industria, Energía y Minería

Noviembre 1999

Proyecto URU/95/G31 (Proyecto del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, FMAM, realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD)

La portada muestra una fotografía de la Costa Atlántica
(La Pedrera, Departamento de Rocha, Uruguay, tomada por Testoni Studios Ltda.)

AGRADECIMIENTO

La Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, manifiesta su agradecimiento al Fondo para el Medio Ambiente Mundial y al Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo por la asistencia brindada para la ejecución del Proyecto URU/95/G31, en el marco del cual se realizó el presente *Estudio de Identificación de Medidas de Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energía*.

Se destaca y agradece muy especialmente el esfuerzo, la dedicación, el conocimiento y la experiencia puestos al servicio de las tareas encomendadas, por los autores de la presente publicación: Ec. Oscar Pessano (Consultor del Proyecto URU/95/G31) e I.Q. Virginia Sena (Asistente Técnico del Proyecto URU/95/G31)

También se reconoce y agradece el valioso aporte realizado por los demás integrantes del grupo de trabajo permanente, establecido especialmente para la elaboración del mencionado estudio: I.Q. Magdalena Preve (Asistente Técnico del Proyecto URU/95/G31); Bach. Ing. Cristina Mattos (Asesor Técnico de la Dirección Nacional de Energía), Analista Univ. Ec. Enrique Gilles y Analista Univ. Ec. Carlos Troncoso (Asistentes Técnicos de la Dirección Nacional de Energía).

Asimismo, se manifiesta el reconocimiento a la excelente asistencia técnica recibida del M.S. (Dipl. Ing.) Guenter Conzelmann, perteneciente al Laboratorio Nacional de Argonne, Universidad de Chicago (USA).

Finalmente, se expresa el profundo agradecimiento a las instituciones nacionales, públicas y privadas, que apoyaron la realización de este trabajo, así como a los técnicos designados por las mismas para colaborar con el grupo de trabajo permanente, brindando importantes informaciones, datos y publicaciones técnicas.

I.Q. Luis A. Santos
Director Nacional de Medio Ambiente

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN 1-1
1.1 Antecedentes 1-1
1.2 Objetivos del estudio 1-2
1.3 Equipo de trabajo 1-2
1.4 Contenido del documento 1-2

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÍA DE URUGUAY 2-1
2.1 Descripción de la Oferta 2-1
2.1.1 Energía Primaria 2-1
2.1.2 Electricidad 2-2
2.1.3 Derivados del Petróleo 2-2
2.1.4 Gas de Ciudad - Gas Natural 2-3
2.1.5 Leña y Otros Recursos 2-3
2.2 Consumo y Exportaciones de Energía 2-4
2.2.1 Consumo por fuente 2-4
2.2.2 Consumo por Sector Económico 2-6
2.2.3 Exportaciones 2-9

3. METODOLOGÍA 3-1
3.1 Descripción del ENPEP 3-1
3.1.1 ENPEP 3-1
3.1.2 BALANCE 3-2
3.1.3 IMPACTS 3-4
3.2 Descripción del Network 3-6
3.2.1 El esquema global 3-6
3.2.2 Producción e importación de energía (primaria y secundaria) 3-7
3.2.3 La demanda de energía desagregada por sectores 3-8

4. DEFINICION DE ESCENARIOS 4-1
4.1 Introducción 4-1
4.2 Escenario Energético de Referencia 4-2
4.3 Aumento de eficiencia en el sector transporte (Caso IMPACTS 003) 4-3
4.4 Aumento de eficiencia en el sector Industrial (Caso IMPACTS 004) 4-3
4.5 Aumento eficiencia ómnibus Montevideo y captación de demanda de autos privados (Caso IMPACTS 005) 4-5
4.6 Mayor uso gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (Caso IMPACTS 006) 4-5
4.7 Control óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (Caso IMPACTS 007) 4-6
4.8 Mayor uso convertidores catalíticos en autos a nafta (Caso IMPACTS 008) 4-7

5. PROYECCIÓN DE RESULTADOS DEL ESCENARIO ENERGÉTICO 5-1
5.1 Introducción 5-1
5.2 La proyección de la población y de la actividad económica 5-2
5.2.1 Proyección de la población y de los hogares con acceso al gas distribuido por red 5-2
5.2.2 Proyección del PBI 5-4

5.3 Proyección de la demanda de energía 5-5
5.3.1 Las ecuaciones de demanda 5-5
5.3.2 Los resultados obtenidos 5-7
5.4 Resultados de la proyección de la oferta de energía en el escenario de referencia 5-8
5.4.1 La oferta de energía primaria 5-8
5.4.2 Proyección de la producción e importación de derivados 5-10
5.4.3 Proyección de la oferta de energía eléctrica y del consumo de las centrales térmicas 5-12

5.5 Resultados de la proyección del consumo final de energía en el escenario de referencia 5-14
5.5.1 Proyección del consumo final de energía por fuentes 5-14
5.5.2 Proyección del consumo final de energía por sectores 5-16
5.5.3 Proyección del consumo final de energía del sector Residencial 5-17
5.5.4 Proyección del consumo final de energía del sector Transporte 5-18
5.5.5 Proyección del consumo final de energía del sector Industrial 5-19
5.5.6 Proyección del consumo final de energía del sector Comercial 5-21
5.5.7 Proyección del consumo final de energía del sector Agro-Pesca 5-21
5.6 Los efectos de la introducción del gas natural sobre las proyecciones de oferta y consumo de energía 5-22
5.6.1 Los cambios en la oferta como consecuencia de la incorporación del gas natural 5-22
5.6.2 Los cambios en el consumo de energía como consecuencia de la incorporación del gas natural 5-26

6. PROYECCIONES DE EMISIONES PARA EL ESCENARIO DE REFERENCIA CON GAS NATURAL 6-1

6.1 Introducción 6-1
6.2 Proyecciones de emisiones totales nacionales para el escenario de referencia con gas natural 6-1
6.3 Proyecciones de emisiones por sector para el escenario de referencia con gas natural 6-6

7. COMPARACIÓN DE LAS PROYECCIONES DE LAS EMISIONES DE LOS ESCENARIOS DE REFERENCIA CON Y SIN GAS NATURAL 7-1
7.1 Introducción 7-1
7.2 Comparación de las proyecciones de las emisiones totales nacionales 7-1
7.3 Comparación de las proyecciones de emisiones por sector 7-7
7.4 Comparación de las proyecciones sectoriales de las emisiones para los escenarios de referencia con y sin gas natural 7-15
7.4.1 Proyecciones del sector Agro/ Pesca 7-15
7.4.2 Proyecciones del sector Comercial 7-18
7.4.3 Proyecciones del sector Transporte 7-22
7.4.4 Proyecciones del sector Industrial 7-26
7.4.5 Proyecciones del sector Oferta de gas 7-30
7.4.6 Proyecciones del sector Residencial 7-34
7.4.7 Proyecciones del sector Oferta de derivados de petróleo (ODP) 7-39
7.4.8 Proyecciones del sector Eléctrico 7-43

8. PROYECCIÓN DE EMISIONES PARA LOS ESCENARIOS DE MITIGACIÓN **8-1**
8.1 Aumento de eficiencia en el sector transporte (T1) 8-1
8.2 Aumento de eficiencia en el sector Industrial (I1) 8-5
8.3 Aumento eficiencia ómnibus Montevideo y captación de demanda de autos privados (T2) 8-10
8.4 Mayor uso gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (T3) 8-14
8.5 Control de óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (E1) 8-18
8.6 Mayor uso convertidores catalíticos en autos nafta (T4) 8-20

9. CONCLUSIONES **9-1**

BIBLIOGRAFIA

ANEXO A: Representación detallada del sector energético uruguayo

ANEXO B: Factores de emisión

RESUMEN EJECUTIVO

1. Introducción

El principal objetivo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático es lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. A los efectos de cumplir con los compromisos asumidos en dicha convención, se está ejecutando en Uruguay el Proyecto URU/95/G31 que cuenta con la asistencia técnica y financiera del Fondo para el Medio Ambiente Mundial y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

En el marco del citado Proyecto se ha definido, como objetivo para el sector energía, la necesidad de identificar medidas, prácticas, procesos y tecnologías que reduzcan o limiten emisiones de GEI. De esta manera se podrá elaborar perfiles de proyectos de mitigación de emisiones de GEI en el sector energía, considerando entre otros aspectos: el impacto en las emisiones, costos/beneficios directos e indirectos, consistencia con programas nacionales, factibilidad de aplicación y la conveniencia social, política e institucional de las correspondientes medidas de mitigación identificadas como viables.

A partir de esos objetivos se definió la necesidad de contar con un estudio marco para el sector energía, cuyos resultados se exponen en este documento. En el presente estudio se han proyectado las emisiones, para el período de 15 años 1999-2013, de los siguientes contaminantes atmosféricos: dióxido de carbono o anhídrido carbónico (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), material particulado (MP) y metano (CH_4).

La evaluación de las emisiones se realizó para ocho escenarios. En primer lugar se consideró el escenario energético de referencia con gas natural (*ERcgn)*, en el cual se reproducen las actuales condiciones de oferta del sector energético uruguayo y se introducen los cambios previstos en la disponibilidad de gas natural, en el parque de generación térmica y en la capacidad de la refinería de petróleo. El segundo escenario toma en consideración prácticamente las mismas hipótesis del escenario de referencia, pero se asume que el gas natural no estaría disponible en Uruguay como una fuente alternativa de energía (*ERsgn*).

Los restantes seis escenarios se formularon a partir del escenario *ERcgn*, al cual se le han incorporado seis medidas alternativas de mitigación de emisiones:

- Aumento de eficiencia en el sector transporte (EMT1)
- Aumento de eficiencia en el sector industrial (EMI1)
- Aumento eficiencia ómnibus Montevideo y captación de demanda de autos privados (EMT2)
- Mayor uso gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (EMT3)
- Control de óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (EME1)
- Mayor uso convertidores catalíticos en autos a nafta (EMT4)

2. Situación actual y evolución reciente del sector energía

En los diez años comprendidos entre 1988 y 1997 la energía primaria ha evolucionado a una tasa acumulativa anual del 1.0%, desde 2347 a 2574 Ktep. En ese período se han registrado importantes oscilaciones debido a la inactividad de la refinería de petróleo, entre 1993 y 1994, y a la aleatoriedad de los aportes hidráulicos.

Las principales fuentes de energía primaria son el petróleo importado, la hidroenergía y la leña, cuyas participaciones relativas en el año 1997 fueron 56.9%, 24.3% y 17.2% respectivamente.

En lo que respecta a la estructura de producción de derivados del petróleo, los principales productos son el diesel oil (32%), el fuel oil (30%) y la nafta (19%). Por otra parte, en los últimos diez años se viene verificando un progresivo crecimiento de las importaciones de derivados, consecuencia básicamente del incremento del consumo de diesel en el sector transporte, desde la segunda mitad de los 80.

En el sector eléctrico se destaca la alta participación de la hidroelectricidad, que representó en promedio un 88% del total de la oferta de electricidad en el período 1988-1997. Las plantas de generación han actuado como respaldo (llegando a participación máxima del 31% en 1989) ante deficiencias hídricas. Las importaciones han jugado un papel menor, aunque en los últimos años su importancia ha ido en ascenso.

En este contexto resulta importante destacar que desde 1999 se dispone de gas natural en el litoral oeste del país, importado desde Argentina. En los próximos meses se desarrollará el sistema de distribución de gas natural, principalmente en los departamentos del sur del país (una vez concluido el gasoducto Buenos Aires – Montevideo) y parte del litoral. Asimismo está previsto el desarrollo de redes de distribución locales en el resto del país (que se abastecerán con propano).

El consumo final de energía, excluido los usos no energéticos, ha crecido a una tasa anual acumulativa del 2.9% entre 1988 y 1997, desde 1867 a 2407 Ktep. La estructura del consumo por fuente muestra que, en promedio, los derivados del petróleo han representado el 56% de la energía final, la leña/carbón vegetal el 23%, la electricidad 18% y los residuos de biomasa el 3%. En los últimos años se ha venido registrando un descenso de la participación de la leña y un incremento de la electricidad, que en 1997 representaron 18% y 20% respectivamente.

En lo que respecta a la estructura del consumo por sectores, en el período citado, los sectores residencial, industrial, transporte, comercial y agricultura/pesca han participado con el 31%, 25%, 30%, 6% y 7% respectivamente. El crecimiento medio anual del consumo final de estos sectores ha sido de un 6.3% en el transporte, un 7,3% en comercial, un 4,6% en agro/pesca y un 1,3% en el sector residencial. Por el contrario, el sector industrial ha disminuido su consumo a un ritmo de 0,9% anual.

En materia de exportaciones, la electricidad ocupó el primer lugar desde 1988 hasta el año 1994. En los últimos años las exportaciones de electricidad se redujeron drásticamente, mientras que se registraron importantes exportaciones de productos derivados del petróleo (principalmente fuel oil y diesel oil).

3. Metodología

La herramienta de simulación utilizada para llevar a cabo el presente estudio es el programa ENPEP (Energy and Power Evaluation Program) desarrollado por el LNA. En particular se utilizaron los módulos BALANCE, que permite estimar las proyecciones de oferta y consumo de energía, e IMPACTS que posibilita la estimación de las proyecciones de emisiones atmosféricas. En este sentido se contaba con un importante antecedente relativo al análisis del sector energía: el “Estudio de Opciones de Oferta de Energía”, ejecutado por el Gobierno de Uruguay (GOU) durante 1995-1997 con el asesoramiento del LNA.

Del lado de la oferta se representaron las actividades de importación de petróleo y productos derivados, electricidad, gas natural y carbón. Por otra parte se incluyeron los procesos asociados a los siguientes recursos primarios: leña, hidroenergía, residuos de biomasa, bagazo, cáscara de arroz, residuos de cosecha de girasol, etc. En la etapa de producción de energía secundaria se consideraron cuatro tipos de procesos: la refinería de petróleo, las centrales de generación térmicas e hidráulicas, la planta de gas distribuido y la producción de carbón de leña.

Para simular la demanda interna de energía se consideraron los siguientes sectores: residencial, industrial, transporte, comercial y agricultura-pesca. El sector residencial fue desagregado en cuatro categorías según criterios geográficos y de acceso o no a la infraestructura de distribución de gas por cañería. El sector industrial se separó en siete grupos/ramas. El transporte fue desagregado en nueve modalidades diferentes. Los restantes sectores se presentaron en forma agregada.

Por otra parte, en los sectores residencial, industrial y comercial se separó el consumo de energía en diferentes usos (cocción, calentamiento de agua, generación de vapor, calor directo, etc.) y, en los dos primeros sectores, se realizó el análisis en términos de energía útil.

Las exportaciones para diferentes fuentes de energía (electricidad y derivados del petróleo básicamente) se representaron en función de proyecciones exógenas.

4. Definición de escenarios

El escenario *ERcgn* se caracteriza por las siguientes condiciones de oferta de energía: A) Introducción de Gas Natural en el litoral oeste (año 1999) y en el sur del país (año 2000. B) Desarrollo de un sistema de distribución de gas natural por red[1]. C) Generación de hidroelectricidad media, en función de las crónicas históricas, para todo el período de simulación. D) Interconexión eléctrica con Brasil a partir de la instalación de una conversora de frecuencia, en Rivera, que permitiría el intercambio con una potencia máxima de 70 MW. E) El intercambio de electricidad con Argentina se caracteriza por la exportación de excedentes hidráulicos y la importación de electricidad en el caso de sustitución de falla. F) Ampliación de la capacidad de la refinería desde 37.7 Kbep a 48 Kbep por día en el año 2001. G) Utilización del gas natural como principal fuente de combustible en las centrales térmicas a partir del año 2001.

En el escenario sin gas natural (*ERsgn*) se consideran solamente las hipótesis C) a F), no tomando en cuenta los cambios que se producirían ante la introducción de la nueva fuente. Las hipótesis del contexto macroeconómico, que condicionan la demanda de energía, coinciden para ambos escenarios energéticos.

En el escenario de *aumento de eficiencia en el sector transporte (EMT1)*, se definió una mejora de la eficiencia de toda la flota (excepto trenes y motos). Mientras que en el escenario *ERcgn* se consideró un incremento natural de la eficiencia para todo el transporte carretero de 0.37% anual, en el escenario EMT1 se supuso que, a partir del 2000, la eficiencia crecería al 1% anual hasta el final del período.

El escenario de *aumento de eficiencia en el sector industrial (EMI1)* introduce una mejora de la eficiencia, para todos aquellos procesos donde la misma fuera inferior a

[1] También se supuso que, en localidades alejadas del sistema de transporte de gas natural, se desarrollaría un sistema local de distribución de gas por cañería (utilizando gas propano).

0.6 en el año base, o los que se reconvirtieran a gas natural. Para cada equipo se supone una evolución gradual y lineal hasta llegar a o.85 de eficiencia en el 2010.

La medida de *aumento de la eficiencia de ómnibus en Montevideo y captación de demanda de autos privados (EMT2)* se simuló a partir de dos supuestos: a) aumento del 20% en la demanda de ómnibus en el transporte urbano de Montevideo, en el 2013, con respecto al escenario de referencia; b) incremento de eficiencia de los ómnibus de manera similar al *EMT1* (de 0.35% a 1.0% anual).

La medida de mitigación basada en el *mayor uso de gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (EMT3)*, supone la aplicación de incentivos para incrementar la participación del gas natural en dichos medios de transporte. Los resultados obtenidos en el escenario *ERcgn* reflejarían, en el año 2013, una participación en el consumo de los ómnibus y de los taxis de 22% y 39% respectivamente. Al aplicar la medida para incentivar el mayor uso de gas natural, esas participaciones serían 38% y 55%.

La medida *de control de óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (EME1)* se aplicaría, a partir del 2001, a todas las centrales térmicas de generación de energía eléctrica del tipo turbina de gas y que utilizan gas natural como combustible.

En el escenario de mitigación correspondiente al *mayor uso de convertidores catalíticos en autos a nafta (EMT4)* se asume que, en el año 2013, un 40% del consumo de nafta realizada por autos privados correspondería a vehículos con el sistema de conversión catalítica en operación, frente al 5% que se asumió en el *ERcgn*. El crecimiento se proyectó en forma lineal desde 5% en el 2000 hasta 40% en el 2013.

5. Resultados del Escenario de Referencia con gas natural

El contexto macroeconómico se definió a partir del supuesto de un crecimiento moderado del Producto Bruto Interno en el largo plazo del 1.9% anual. Como se muestra a continuación, se ha proyectado que el sector servicios crecerá a un mayor ritmo que la industria y el sector primario.

Tasas de crecimiento del PBI (%/año) por sector y rama industrial (escenario de crecimiento moderado)											
Período	PBI Total	*PBI/sectores*			PBI de la industria/ramas						
		Agric./ Pesca	*Servi-cios*	*Indus-tria*	Cemen-to	Cerá-mica	Quí-mica	Alimen-tación	Papel	Textil	Otras
1998-2000	1.0	0.6	1.2	0.6	1.4	3.9	(0.8)	0.9	0.6	(0.5)	0.7
2001-2013	1.9	1.5	2.1	1.5	2.2	4.2	(0.1)	1.8	1.5	0.3	1.6

Para la población se proyectó una tasa de crecimiento medio del 0.67% anual. Se prevé que el crecimiento sea mayor en la primera mitad del período que en la segunda, así como un descenso de la población rural.

Tasas de crecimiento de la población (%/año)			
Período	Total	Rural	Urbana
1998-2005	0.71%	-0.91%	0.86%
2006-2013	0.64%	-0.56%	0.74%

La proyección de la demanda de energía se efectuó a partir de ecuaciones que expresan las tasas de crecimiento de la demanda en términos de energía útil o final, según correspondiera, en función de las variables explicativas (PBI y población).

Como consecuencia de las hipótesis asumidas en el escenario de referencia, se ha proyectado un leve cambio en la estructura de la *demanda de energía*: a) la demanda de los sectores residencial y transporte evoluciona a una tasa similar al crecimiento del PBI, b) la demanda del sector industrial crece al menor ritmo, c) la demanda de los sectores comercial y agricultura-pesca muestran un comportamiento más dinámico.

Proyección de la demanda de energía por sectores										
	Residencial		Comercial		Industrial		Agric./Pesca		Transporte	
	Ktep	Tcaa	*Ktep*	Tcaa	*Ktep*	Tcaa	*Ktep*	Tcaa	*10^9 km*	Tcaa
1998	299	2.0%	176	2.9%	533	1.2%	230	3.4%	6.7	1.9%
2013	403		270		640		380		8.9	
Demanda de energía útil para los sectores residencial, industrial y transporte. Energía final para los sectores comercial y agricultura-pesca. Tcaa: Tasa de crecimiento anual acumulativa.										

La *oferta de energía primaria* se proyecta crecer a una tasa anual del 2.6%, aumentando desde 2774 Ktep en 1998 a 4080 Ktep en 2013. El petróleo continuará siendo la principal fuente de energía primaria, representado más del 50% de la oferta en el año 2013. Le seguirá en importancia el gas natural (25%), la hidroenergía (14%) y la leña (7%). Las *importaciones* de derivados del petróleo muestran, a partir del 2001, una tendencia decreciente tal que el volumen al final del período es 40% inferior al del inicio.

El *consumo final de energía* crecería a una tasa de 1.5% anual y se produce un cambio sustancial en su estructura por fuente durante el período proyectado.

Proyección del consumo final de energía por fuentes						
	Derivados del petróleo	Electricidad	Leña/carbón Vegetal	Gas natural	Otros	Total
1998 (Ktep)	1474	515	431	0	100	2519
2013 (Ktep)	1739	677	277	370	101	3165
Participación en el consumo						
1998	0.59	0.20	0.17	0.00	0.04	
2013	0.55	0.21	0.09	0.12	0.03	
Tasa de crecimiento anual acumulativa						
1998-2013	1.1	1.8	-2.9	N/A	0.1	1.5

Por un lado, el gas natural pasaría a representar más de la décima parte del total. Por otra parte, la electricidad mantendría su participación prácticamente sin cambios, lo que representa una modificación respecto a la tendencia de los últimos quince años (1982-1997) cuando había ganado 6 puntos porcentuales de participación. Los derivados del petróleo verían reducida su participación porcentual en 4 puntos, mientras que la leña, cuya participación en el pasado comenzó a reducirse desde el año 1990, acentúa su pérdida de peso en el período proyectado.

Consumo final de energía por sector						
	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte	Agric./ Pesca	Total
1998 (Ktep)	707	176	694	712	230	2519
2013 (Ktep)	819	270	790	906	380	3165
Participación en el consumo						
1998	0.28	0.07	0.28	0.28	0.09	
2013	0.26	0.09	0.25	0.29	0.12	
Tasa de crecimiento anual acumulativa						
1998-2013	1.0	2.9	0.9	1.6	3.4	1.5

Si bien la proyección del consumo final de energía por sectores aparece relativamente estable en su estructura, se producen leves modificaciones. Los sectores residencial e industrial reducirían su participación en 2 y 3 puntos porcentuales respectivamente. Por otra parte los sectores comercial, agricultura-pesca y transporte ganarían, 2, 3 y 1 puntos porcentuales respectivamente.

6. Los efectos de la introducción del gas natural sobre las proyecciones de oferta y consumo de energía

Analizando la *penetración del gas natural* por sectores, se observa que en el año 2013 más del 60% se destina a la generación de electricidad, mientras que los sectores residencial e industrial alcanzan a un séptimo y un sexto, respectivamente, del consumo total de gas.

Estructura del consumo total de gas por sectores.				
	2001	2005	2010	2013
Residencial	0.05	0.12	0.14	0.14
Comercial	0.03	0.04	0.05	0.05
Industrial	0.13	0.20	0.19	0.17
Transporte	0.01	0.02	0.02	0.02
Eléctrico	0.77	0.63	0.60	0.62

Comparando los *escenarios con gas natural y sin gas natural*, se aprecia que el *consumo final* de casi todos los combustibles alternativos fue afectado como consecuencia de la introducción del nuevo combustible. Las reducciones más importantes se registran en el fuel oil y la leña, en los sectores residencial e industrial principalmente. En menor medida, en términos absolutos, se reducen los consumos de electricidad, gas licuado de petróleo en garrafa, diesel y kerosene. Por otra parte, además del consumo de gas natural, se registra un aumento del consumo de gas licuado distribuido por cañería (propano).

En el sector residencial disminuirían la leña y el GLP en garrafa, mientras que en menor medida se reduciría el consumo de la electricidad, el fuel oil y el kerosene. En el sector industrial el fuel oil y la leña reciben el impacto del gas natural. En el sector comercial la principal fuente sustituida sería la electricidad, mientras que en el transporte se reduciría, en pequeña medida, el consumo de diesel.

7. Evolución de las emisiones en el escenario de referencia

Como se observa a continuación, el principal gas contaminante asociado al sector energía es el CO_2, que en promedio crecería al 1.7% anual. Las emisiones de CO_2 provienen en mayor parte del sector transporte y residencial. No obstante, con el transcurso del tiempo se produce crecimiento sustancial de la participación del sector eléctrico como consecuencia del incremento en la generación térmica de electricidad.

La proyección de emisiones de CO muestra una tendencia decreciente hasta el año 2005, que luego se revierte, pero permaneciendo por debajo del valor inicial registrado en 1999. Este fenómeno se explica básicamente por la sustitución de combustibles tradicionales (fuel oil, diesel y leña) por el gas natural, que tiene un efecto de reducción en las emisiones que no llega a ser compensado por el aumento del consumo de energía a lo largo de los quince años considerados.

Porcentaje de crecimiento total (PCT) y Tasas de crecimiento acumulativas anuales (TCAA) de las emisiones entre los años 1999 y 2013, para el escenario de referencia con gas natural					
	Año 1999 Emisiones (ton)	Año 2013 Emisiones (ton)	Diferencia 2013-1999 Emisiones (ton)	PCT Emisiones (%)	TCAA Emisiones (%)
CO_2	7.34 E+06	9.29 E+06	1.95 E+06	26.6	1.7
CO	1.45 E+05	1.43 E+05	0.20 E+04	-1.8	-0.1
NO_x	28.472	38.570	10.098	35.5	2.2
SO_x	22.667	21.610	- 1.057	-4.7	-0.3
MP	15.121	10.665	- 4.456	- 29.5	-2.5
CH_4	1.196	8.674	7.478	625.4	15.2

Las emisiones de NO_x, SO_x y MP resultan sustancialmente menores que la de los anteriores contaminantes. Respecto de los valores iniciales, la proyección de las emisiones de SO_x y MP son menores al final de la proyección, mientras que las de NO_x son superiores.

En el caso del SO_x se produce una reducción drástica en el 2001 cuando el gas natural se introduce como fuente de generación en el sector eléctrico, pero posteriormente tiene una evolución levemente creciente, sin alcanzar el valor inicial.

Respecto de las emisiones de MP se mantiene la tendencia decreciente durante todo el período. No obstante, los decrementos se hacen cada vez más pequeños al final, lo que hace prever un cambio de tendencia. La razón de esa evolución se explica por el proceso de sustitución de leña y fuel oil en los sectores residencial e industrial.

La proyección de las emisiones de CH_4 registra los menores valores en términos de masa respecto a los restantes combustibles. Sin embargo, se da una alta tasa de crecimiento (15% anual) durante el período estudiado porque las emisiones están estrechamente vinculadas a las pérdidas del sistema de transporte de gas natural (combustible que registrará la mayor expansión en los próximos quince años).

8. La introducción del gas natural y el efecto sobre las emisiones del sector energía

En el escenario sin gas natural, las emisiones tienen una tendencia definidamente creciente durante todo el período estudiado, no registrándose tasas negativas como en el escenario de referencia.

El efecto de la introducción del gas natural en las emisiones de contaminantes atmosféricos						
	Emisiones en el año 2013 (ton)		Diferencia de emisiones entre escenarios (año 2013)		TCAA de emisiones (%)	
	ERsgn	ERcgn	(ton)	(%)	ERsgn	ERcgn
CO_2	1.09 E+07	9.29 E+06	- 1.63 E+06	- 14.9	2.9	1.7
CO	1.79 E+05	1.43 E+05	- 3.62 E+04	- 20.2	1.5	- 0.1
NO_x	52.755	38.570	- 14.185	- 26.9	4.5	2.2
SO_x	37.703	21.610	- 16.093	- 42.7	3.6	- 0.3
MP	18.595	10.665	- 7.930	- 42.7	1.5	-2.5
CH_4	1.649	8.674	+ 7.025	+ 426.0	2.3	15.2

Efectuando la comparación de emisiones para el último año del período, se aprecia que las emisiones son mayores en el escenario sin gas en todos los casos, con excepción del CH_4. No obstante, en términos de toneladas equivalentes de CO_2, el incremento del CH_4 se neutraliza con la reducción de las emisiones de CO_2.

9. Evaluación de las medidas de mitigación en términos de emisiones de contaminantes a la atmósfera

Según las proyecciones del escenario EMT1 se produciría una disminución en las emisiones de cada uno de los contaminantes en el sector transporte que, para el año 2013, representaría el 7% aproximadamente de las emisiones totales del sector.

Efecto de las medidas de mitigación sobre las emisiones del sector transporte en el año 2013.						
	CO_2	CO	NO_x	SO_x	MP	CH_4
Escenario referencia (tons)	2.68 E+06	0.87 E+05	16.881	8.806	1.036	577
Escenario mitigación T1 (EMT1)						
toneladas	2.49 E+06	0.81 E+05	15.580	8.158	955	538
% reducción	**7.3**	**6.3**	**7.7**	**7.4**	**7.7**	**6.8**
Escenario mitigación T2 (EMT2)						
toneladas	2.57 E+06	0.82 E+05	16.714	8.683	1.001	555
% reducción	**4.2**	**5.2**	**1.0**	**1.4**	**3.4**	**3.9**
Escenario mitigación T3 (EMT3)						
toneladas	2.67 E+06	0.86 E+05	16.593	8.660	1.028	623
% reducción	**0.3**	**0.6**	**1.7**	**1.7**	**0.8**	**-7.9**
Escenario mitigación T4 (EMT4)						
toneladas		0.72 E+05	16.137			
% reducción		**17.4**	**4.4**			

La aplicación de la medida EMT2 lograría una reducción de las emisiones en el año 2013 que oscila entre el 1.0% y 5.2%, respecto del escenario de referencia. En el escenario EMT3 se da una reducción de las emisiones que, dependiendo del contaminante y a excepción del CH_4, se ubican entre 0.3% y 1.7% respecto al caso de referencia. Las emisiones de CH_4 registran un incremento del 7.9% que, en términos de su impacto sobre el calentamiento atmosférico, resulta neutralizado por la reducción de los restantes contaminantes. El cuarto escenario definido para el sector transporte (EMT4), da como resultado una reducción de las emisiones de CO y NO_x del orden del 17.4% y 4.4% respectivamente para el año 2013.

Como se observa en el siguiente cuadro, en el escenario EMI1 (en el cual se asume una mejora en la eficiencia de equipos), se proyectó una reducción de emisiones del sector industrial que varía entre el 10% y 20% aproximadamente.

Efecto de la medida de mitigación sobre las emisiones del sector industrial en el año 2013.						
	CO_2	CO	NO_x	SO_x	MP	CH_4
Escenario referencia (tons)	1.55 E+06	1.766	2.225	5.681	1.286	65
Escenario mitigación EMI1 (tons)	1.34 E+06	1.596	1.824	4.453	1.009	58
% reducción	**13.4**	**9.6**	**18.0**	**21.6**	**21.6**	**11.4**

Finalmente, en el escenario EME1 se lograría reducir, de acuerdo con las proyecciones, más del 40% de las emisiones de NO_X en las centrales térmicas de generación en el año 2013.

Efecto de la medida de mitigación sobre las emisiones del sector eléctrico	
	NO_x
Escenario referencia	2.752
Escenario mitigación E1 (tons)	1.595
% reducción	**42.0**

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El 16 de noviembre de 1994 entró en vigor para Uruguay la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). El objetivo último de la misma es lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático.

Para la organización y desarrollo de las actividades correspondientes a la aplicación de dicha Convención, se está ejecutando en Uruguay el Proyecto URU/95/G31 que cuenta con la asistencia técnica y financiera del Fondo para el Medio Ambiente Mundial y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

En el marco del mencionado Proyecto se han definido las siguientes metas para el sector energía:

> Identificar medidas, prácticas, procesos y tecnologías que reduzcan o limiten emisiones de GEI para los distintos subsectores - definidos por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático - mediante el empleo de un método analítico experimentado y recomendado de evaluación.
>
> Elaborar perfiles de proyectos de mitigación de emisiones de GEI en el sector energía, considerando entre otras cosas: el impacto en las emisiones, costos/beneficios directos e indirectos, consistencia con programas nacionales, factibilidad de aplicación y la conveniencia social, política e institucional de las correspondientes medidas de mitigación identificadas como viables.

Al iniciar las actividades conducentes al logro de estas metas, el país contaba con un importante antecedente relativo al análisis del sector energía: el “Estudio de Opciones de Oferta de Energía”, ejecutado por el Gobierno de Uruguay (GOU) durante 1995-1997, con el asesoramiento del Laboratorio Nacional de Argonne (LNA). El objeto del mismo fue evaluar en forma integral (oferta y demanda) diferentes alternativas energéticas para el Uruguay. En particular, se estudiaron seis escenarios que tuvieron en cuenta como principales eventos: la introducción de gas natural, el contexto de intercambio de energía eléctrica con los países vecinos y las condiciones hidrológicas.

Para llevar a cabo dicho estudio se construyó un network que representa el sistema energético de Uruguay a nivel desagregado de oferta y demanda, el cual puede ser utilizado como herramienta de simulación. A tales efectos se utilizó el software ENPEP (Energy and Power Evaluation Program), desarrollado por el LNA, y en particular el módulo BALANCE mediante el cual se representó la oferta de energía primaria y los procesos de conversión de energía, tanto en el propio sector (por ejemplo, conversión de fue oil a electricidad) como en los sectores de demanda final (industrial, residencial, transporte, etc.).

El mencionado software dispone de otro módulo, denominado IMPACTS, que permite estimar las emisiones para cada proceso de conversión, a partir de los parámetros que se definan y de los flujos de energía transferidos directamente de BALANCE.

Teniendo en cuenta lo expuesto, se consideró conveniente llevar a cabo la identificación de medidas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, aprovechando la experiencia existente en el medio local y las herramientas de

software disponibles. Esta estrategia permitiría aprovechar una parte sustancial del esfuerzo que se realizó durante la ejecución del estudio previo.

1.2 Objetivos del estudio

Los principales objetivos del estudio son:

- Evaluar la evolución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el sector energía, para los próximos 15 años

- Analizar el impacto sobre las emisiones de GEI de diferentes alternativas de mitigación.

Conjuntamente con lo anterior se establece como objetivo complementario generar capacidad técnica para la utilización de una herramienta de simulación para el estudio de nuevos escenarios energéticos y ambientales, así como diferentes medidas de mitigación.

1.3 Equipo de trabajo

Con el objeto de desarrollar el estudio, se constituyó un grupo de trabajo integrado por asesores de la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) y de la Dirección Nacional de Energía (DNE). La participación de la DNE estuvo relacionada con la estimación de las proyecciones de la demanda y el desarrollo del escenario energético. La evaluación de las emisiones y el desarrollo de los escenarios de mitigación correspondieron a los técnicos actuantes de la DINAMA.

Durante la ejecución del estudio, se ha recibido asesoramiento del Laboratorio Nacional de Argonne (EEUU) en relación con la utilización del ENPEP para la evaluación del impacto sobre las emisiones de GEI de diferentes opciones de mitigación en el sector energía.

Por otra parte, se ha contado con la colaboración de técnicos pertenecientes a las empresas del sector hidrocarburos y electricidad (ANCAP y UTE), con quienes se ha interactuado durante las actividades de recopilación de información energética y ambiental, definición del escenario energético y discusión de resultados preliminares. Asimismo se intercambió información y opiniones con técnicos de instituciones vinculadas a la distribución de gas por cañería, y se realizó consultas puntuales a asesores de la industria y de organizaciones no gubernamentales.

1.4 Contenido del documento

Uno de los objetivos del documento es presentar una estimación del cambio en las emisiones de los gases estudiados que se produciría como consecuencia de la introducción del gas natural en la matriz energética de Uruguay. Para estudiar tal fenómeno se diseñó un Escenario Energético de Referencia con Gas Natural (EERcgn), que considera ese combustible como una fuente disponible en Uruguay. Por otra parte se consideró un escenario alternativo (denominado Escenario Energético de Referencia sin Gas Natural (EERsgn) que, si bien conserva las mismas hipótesis en cuanto a proyección de la demanda, no prevé la disponibilidad del gas natural, debiéndose utilizar otros combustibles alternativos para satisfacer la demanda: fuel oil, leña, gas licuado de petróleo, gas oil, etc.

El segundo objetivo es presentar los resultados obtenidos para seis escenarios

(denominados de mitigación), definidos a partir de la aplicación hipotética de medidas de mitigación de emisiones de GEI sobre el escenario ERcgn. Cuatro de dichas medidas se aplicaron al sector transporte, una al sector eléctrico y la restante al sector industrial.

Es de hacer notar que al presente se trata de un primer estudio de medidas de mitigación que abarca todo el sector energía, y cuyo objetivo ha sido la evaluación del impacto de las mismas en términos de emisiones. Para la futura toma de decisiones sobre una medida específica, se deberá realizar una evaluación de los costos asociados a la aplicación y los beneficios obtenidos por la misma. Eso requiere de un análisis particular de la medida, para el cual este documento constituye un aporte como marco de referencia global.

El documento se compone de nueve capítulos, incluyendo la presente introducción. En el Capítulo 2 se describe la situación actual del sector energía de Uruguay y su evolución reciente. Posteriormente, en el Capítulo 3, se realiza una breve presentación del modelo ENPEP y las principales características del sistema diseñado para el caso de Uruguay. En el Capítulo 4 se comentan los supuestos más relevantes del escenario ERcgn y se detallan las hipótesis adoptadas para el diseño de los escenarios de mitigación. El Capítulo 5 contiene las proyecciones de la población y del Producto Bruto Interno (variables explicativas), así como los resultados proyectados de la demanda, la oferta y el consumo de energía.

En los tres capítulos siguientes se desarrollan los principales resultados de las proyecciones de emisiones a la atmósfera. El Capítulo 6 incluye las emisiones para el escenario de referencia con gas natural. Seguidamente se efectúa una comparación de las emisiones entre los escenarios ERsgn y Ercgn (Capítulo 7). Los resultados de las emisiones para los diferentes escenarios de mitigación se exponen en el Capítulo 8. Finalmente, el Capítulo 9 contiene las conclusiones del documento.

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÍA DE URUGUAY

En este capítulo se presenta un resumen del patrón de producción y consumo de energía de Uruguay durante el período de diez años comprendido entre 1988 y 1997[1], así como los acontecimientos más relevantes en el pasado reciente. En la sección 2.1 se exponen los aspectos más relevantes de la oferta, mientras que el patrón de consumo por fuente y sectores, así como la evolución de las exportaciones se presentan en la sección 2.2.

2.1 Descripción de la Oferta

2.1.1 Energía Primaria

La Figura 2.1.1 muestra que la oferta de energía primaria se compone de crudo importado y de recursos renovables nacionales. En 1997, el crudo representó el 56,9% del total de energía primaria requerida, mientras que había sido el 61,0% en 1996.

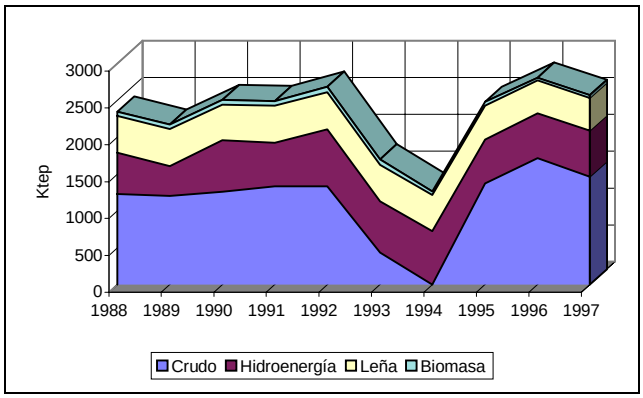


Figura 2.1.1: Oferta de Energía Primaria 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

En los primeros años de la década del los '80 se verificó una caída en la participación del petróleo, relacionada con el aumento en el aprovechamiento de la hidroenergía, consecuencia de la puesta en funcionamiento de dos nuevas represas. En la década de los '90 sin embargo, la importación de crudo ha retomado la tendencia previa a este fenómeno, que es de crecimiento, y que sólo se vio interrumpida por el cierre de la refinería en parte del año 1993 y en 1994.

Por otra parte, la variabilidad observada en la oferta de energía primaria puede ser atribuida a la aleatoriedad inherente a la disponibilidad de la hidroenergía. En promedio, esta fuente ha representado aproximadamente un 29% de la oferta de energía primaria en el período 1988-1997, con grandes variaciones: de un 18,5% en 1989 hasta un 57.5% en 1994. Sin contar el período en que la refinería estuvo cerrada por remodelación, la mayor participación de la hidroenergía alcanzó el 28.9% del total de energía primaria en 1992.

Tanto en la leña como en los residuos de biomasa se ha visto una disminución en sus participaciones en la energía primaria en los últimos años. La leña, cuya participación promedio en el período considerado fue un 22%, representó un 17% en 1997. Los residuos de biomasa representaron en promedio un 2,6% y en 1997 fueron el 1,6% del total de la energía primaria.

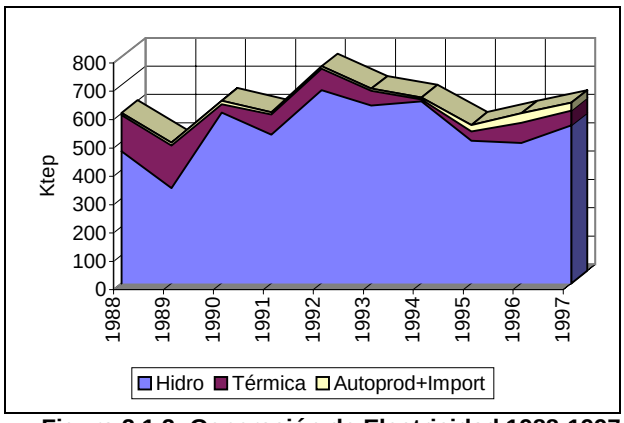


Figura 2.1.2: Generación de Electricidad 1988-1997 por Fuente. (Fuente: DNE 1997)

[1] Ultimo año con información estadística disponible para todo el sector energía

2.1.2 Electricidad

Como puede verse en la Figura 2.1.2, la mayor parte de la electricidad es provista mediante represas hidroeléctricas, mientras que las plantas térmicas de generación, actúan como respaldo. Estas últimas sólo operan cuando hay insuficiencia de agua para generar hidroelectricidad y/o cuando no se puede importar electricidad (sea por indisponibilidad en el otro país o por altos costos). La generación térmica está jugando un papel cada vez mayor en el suministro de electricidad, y ha sido de suma importancia por ejemplo en el año 1989, caracterizado por una gran sequía. Ese año representó un 31% del total de producción de electricidad. En promedio, la electricidad generada por las represas representó un 88% del total de electricidad en el período 1988-1997. También reportó las mayores variaciones, en un rango que ha estado entre 335 Ktep en 1989 y 681 Ktep en 1992. Las importaciones han jugado un papel menor, aunque en los últimos años su importancia ha ido en ascenso.

2.1.3 Derivados del Petróleo

Uruguay importa la totalidad del crudo que luego procesa en la Refinería “La Teja", en Montevideo, y que es distribuido a todo el país a través de camiones, barcos y trenes. Como puede observarse en la Figura 2.1.3.a, el diesel oil ha representado la mayor parte de la producción de la refinería en los últimos 10 años (32% aprox.) seguido por el fuel oil (30%) y la gasolina con (19%). En este período se observa una situación relativamente estable en la composición de la producción de la refinería. Puede notarse cierto aumento de la proporción de productos más livianos como la nafta y el diesel, en perjuicio del fuel oil.

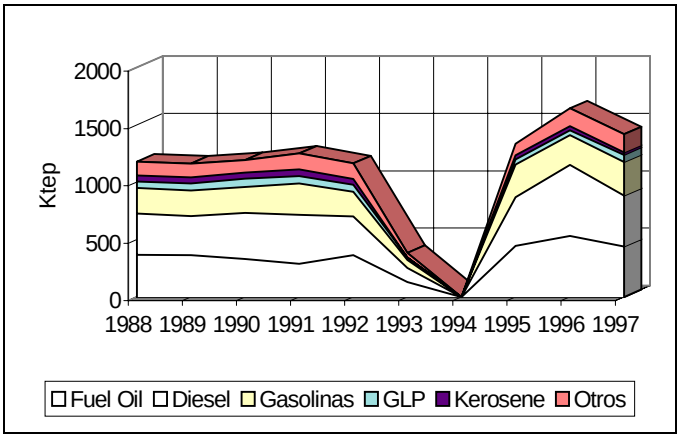


Figura 2.1.3.a: Producción de Derivados de la Refinería **1988-1997 (Fuente: DNE 1997)**

Durante gran parte de la década de los 80, la refinería “La Teja” había sido capaz de abastecer la demanda local sin mayores dificultades. Sin embargo en los últimos diez años se viene verificando un progresivo crecimiento de las importaciones de derivados, como se ve en la Figura 2.1.3.b. Ello es consecuencia básicamente del incremento del consumo de diesel en el sector transporte, desde la segunda mitad de los 80. Por otra parte, en la figura se destacan dos episodios particulares. Por un lado, en 1988-1989 se debió importar fuel oil pesado debido al déficit hídrico que implicó un mayor

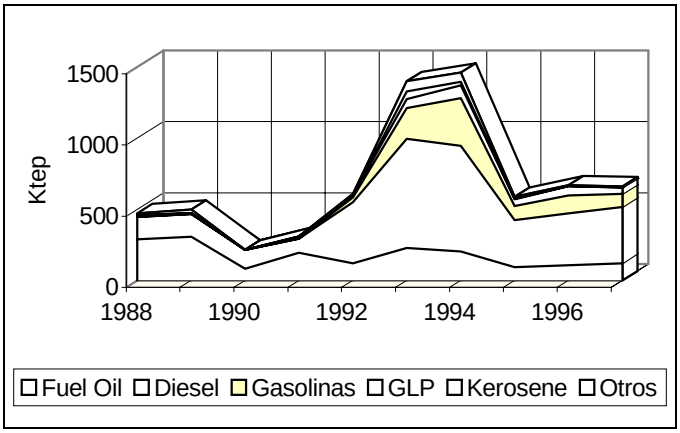


Figura 2.1.3.b: Importaciones de Derivados 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

uso de las centrales térmicas para generación de electricidad. Por otro lado, en 1993 y 1994 se importaron derivados del petróleo durante el período de cierre de la refinería por remodelación.

2.1.4 Gas de Ciudad - Gas Natural

Hasta el presente ha existido producción y distribución de gas en la ciudad de Montevideo. Ese gas se ha elaborado tradicionalmente a partir de nafta liviana que, mediante un proceso catalítico, se convierte en gas de ciudad. En los últimos años ha venido incorporando propano como otro insumo para el gas de ciudad, y también se ha iniciado el desarrollo de la infraestructura de redes en nuevas zonas de la ciudad, que son abastecidas exclusivamente con propano. En los próximos años, se irá abandonando paulatinamente la producción de gas de ciudad a partir de nafta liviana y propano, así como la distribución de propano, a medida que el gas natural esté disponible y que la infraestructura de redes se vaya actualizando en la ciudad de Montevideo. La Figura 2.1.4 muestra la evolución de la producción de gas de ciudad desde 1988 a 1997, que ha crecido a una modesta tasa de 1,9% anual. Su participación en la oferta de energía ha alcanzado en promedio apenas al 0.5% del total.

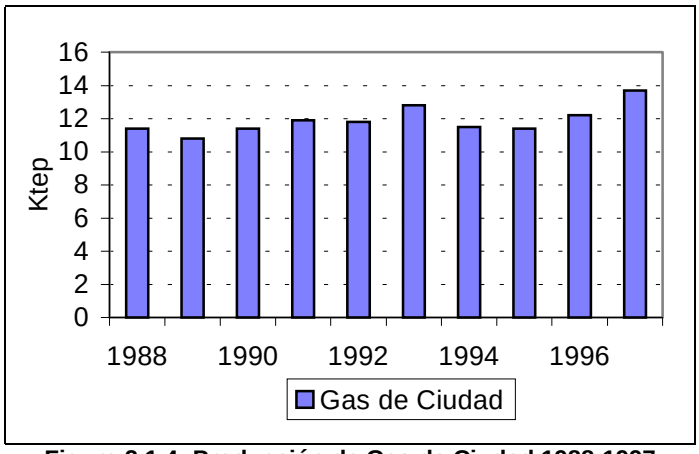


Figura 2.1.4: Producción de Gas de Ciudad 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

En el segundo semestre de 1998 se introdujo gas natural, proveniente de Argentina, en el litoral del país (Depto. de Paysandú). Hasta el presente solo se ha restringido el consumo a una empresa de la industria del cemento. Se prevé en el futuro inmediato la conexión de otras industrias así como el desarrollo de la red de distribución en la ciudad de Paysandú. Asimismo, en los próximos años se desarrollará el sistema de distribución de gas natural, principalmente en los departamentos del sur del país y parte del litoral, y de redes de distribución locales en el resto del país (que se abastecerán probablemente con propano).

2.1.5 Leña y Otros Recursos

Como fue mostrado en la Figura 2.1.1, la leña juega un papel importante en el balance energético uruguayo. Entre 1988 y 1997, la leña representó entre un 15,4% en 1996 y un 32,8% (en 1994, cuando la refinería estuvo cerrada) de la energía primaria y entre un 18,3% y un 26,2% del consumo final energético del país. Es consumida mayormente por los sectores residencial e industrial. En el sector residencial, la leña es el energético más importante, y va perdiendo importancia en el período desde un 50% a un 45% del consumo final energético.

Aproximadamente un 2 – 5% de la energía primaria de Uruguay proviene de la biomasa y de residuos de la agricultura (Ver Figura 2.1.1). Estos residuos incluyen el

bagazo; los residuos del girasol y del arroz; y el licor negro, que es un subproducto de la producción de papel. La biomasa es usada exclusivamente por el sector industrial.

2.2 Consumo y Exportaciones de Energía

2.2.1 Consumo por fuente

La Figura 2.2.1.a presenta el consumo final energético por fuente. La mayor parte de la energía final es provista por los productos derivados del petróleo. Además, las participaciones relativas de estos se han mantenido casi constantes en los últimos diez años. En promedio, los derivados del petróleo significan el 56% de la energía final, la leña y el carbón vegetal el 23%, electricidad 18% y biomasa el 3%. También la Figura 2.2.1.a muestra los efectos de la evolución de la economía sobre el sector energético, apreciándose el incremento del consumo en buena parte de los noventa, así como su enlentecimiento en 1995 debido a la recesión económica de ese año.

La biomasa (bagazo, residuos de arroz y girasol, licor negro, etc.) es consumida exclusivamente por el sector industrial. Las cantidades de carbón y de coque utilizadas por la industria son despreciables. La mayor parte del GLP (91%-98%) y de kerosene (93%-99%) es consumida por el sector residencial, y el resto por los sectores industrial, comercial[2], y agricultura y pesca.

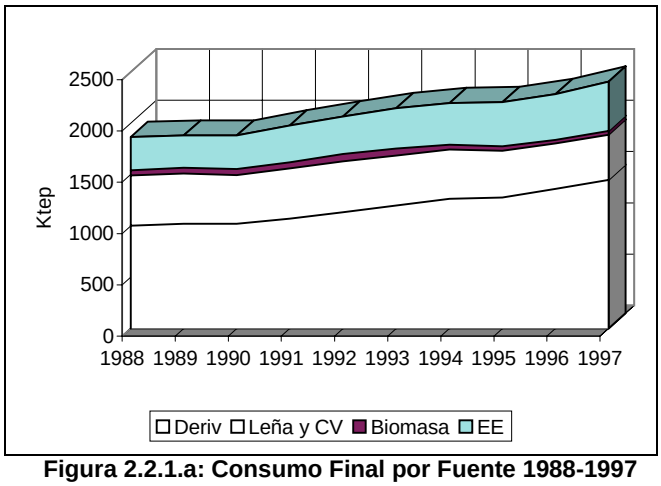


Figura 2.2.1.a: Consumo Final por Fuente 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

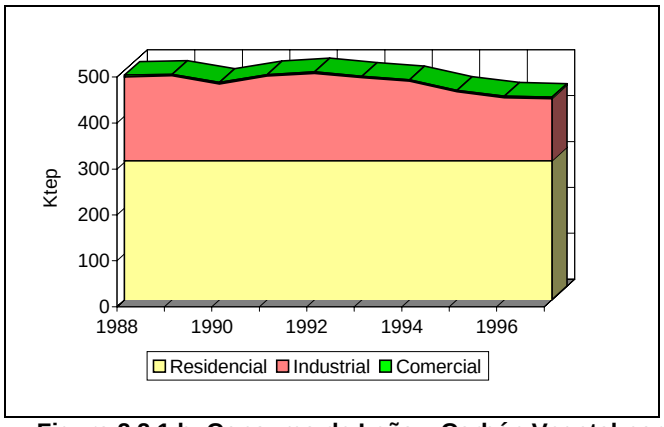


Figura 2.2.1.b: Consumo de Leña y Carbón Vegetal por Sector 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

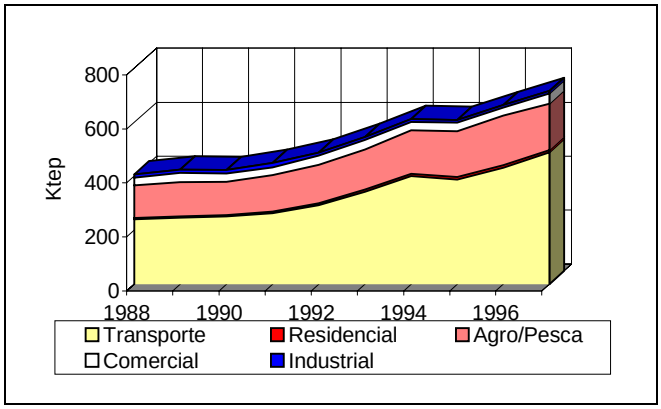


Figura 2.2.1.c: Consumo de Diesel/Gas Oil por Sector 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

[2] El sector comercial considerado en el Balance Energético incluye todos los servicios, a excepción del transporte.

El sector transporte[3] consume el 100% del jet fuel y de la nafta de aviación, y aproximadamente el 96% de las naftas automotoras (el resto se consume en agricultura/pesca y la industria). La planta de gas de ciudad consume la totalidad de la producción de nafta liviana.

Como se ve en la Figura 2.2.1.b, la mayor parte de la leña y el carbón vegetal es consumido por el sector residencial (entre 61% y 69%), seguido por el sector industrial (31%-38%). Una cantidad menor de leña es usada en el sector comercial.

La Figura 2.2.1.c presenta el consumo de diesel y gas oil por sector (de aquí en más trataremos estos dos combustibles como uno solo, bajo la denominación diesel). El sector transporte es el mayor consumidor de diesel, el que se constituye por su parte en el principal combustible del sector (con un rango de variación de 53% a 81%). En segundo lugar se ubica el sector Agro-Pesca con una partcipación del 24% en 1997. Por otra parte, la gráfica refleja el ciclo económico expansivo de la década, así como el aumento en la venta de vehículos 0 kilómetro verificado a principios de los noventa, lo que se vio reflejado en un incremento del consumo a una tasa anual del 6.3% durante 1988-97.

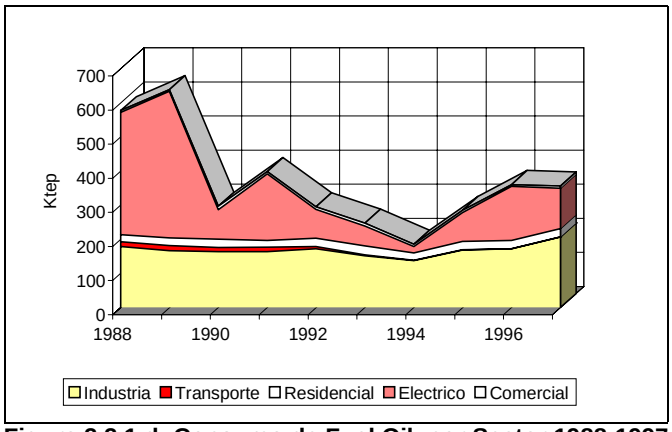


Figura 2.2.1.d: Consumo de Fuel Oil por Sector 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

En la figura 2.2.1.d se observa que el consumo total de fuel oil ha registrado oscilaciones en función de los requerimientos del sector eléctrico. El consumo de fuel oil en los sectores industrial y comercial ha tenido un moderado incremento en el período 1988-1997 (ver Figura 2.2.1.d). En promedio, el consumo de fuel oil en la industria ha aumentado a una tasa anual de 1,4%, en el sector comercial de 1,3% y en el sector transporte reportó un descenso a la tasa del –40%. Se debe destacar que en el caso de la industria, el consumo de fuel oil de la última década representa un cambio de tendencia respecto a los años anteriores, que

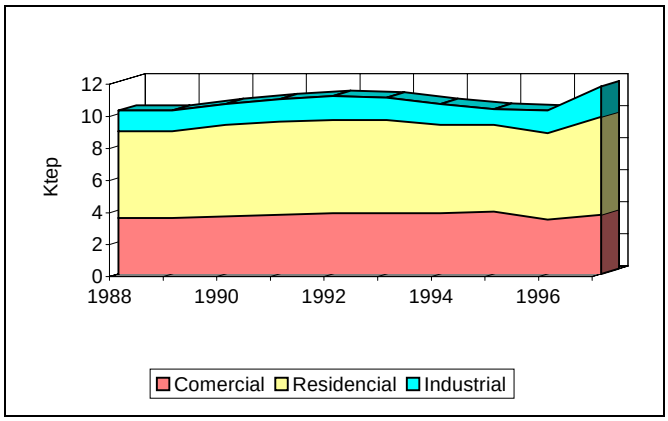


Figura 2.2.1.e: Consumo de Gas de Ciudad por Sector 1988-1997. (Fuente: DNE 1997)

[3] En el sector transporte se incluye el consumo de todos los automóviles, motocicletas, camiones, ómnibus, trenes y barcos. Esto constituye una diferencia con la definición utilizada en las estadísticas económicas, cuando se habla del sector transporte como una actividad de servicios en la cual no se considera el consumo de las familias asociado al uso de automóviles y motocicletas de uso particular.

estaban caracterizados por un descenso del mismo. En el sector eléctrico, si bien la construcción de las represas en la década pasada había significado una reducción del gasto en fuel oil, el constante aumento de la demanda de electricidad y particularmente la sequía de 1989 ha determinado una recuperación en la generación térmica a base de fuel oil.

Como se ve en la Figura 2.2.1.e, el sector residencial ha sido el mayor consumidor de gas de ciudad, con una participación prácticamente constante de 53%. El sector comercial utiliza aproximadamente el 34% y el industrial un 13%. Entre 1988 y 1997 el consumo de gas en el sector residencial creció a una tasa de 1,4% promedio anual, en el comercial al 0,6%, y en la industria lo hizo al 4,3%. Sin embargo, en términos absolutos, el gas de ciudad tiene una importancia marginal en el consumo final, dando cuenta de menos de un 1% de la demanda de energía del sector residencial, alrededor de un 2,9% en el comercial y 0,3% en la industria.

El consumo sectorial de energía eléctrica se muestra en la Figura 2.2.1.f. En promedio, el consumo del sector residencial ha aumentado a una tasa del 4,1% entre 1988 y 1997, mientras tanto, el sector comercial lo hizo al 10,3% y el industrial experimentó una caída promedio anual de –0,5%. Unicamente en 1989 cayó el consumo de los sectores residencial y comercial como consecuencia de la puesta en marcha de un plan de restricciones al consumo, debido al período de sequía que afrontó el país.

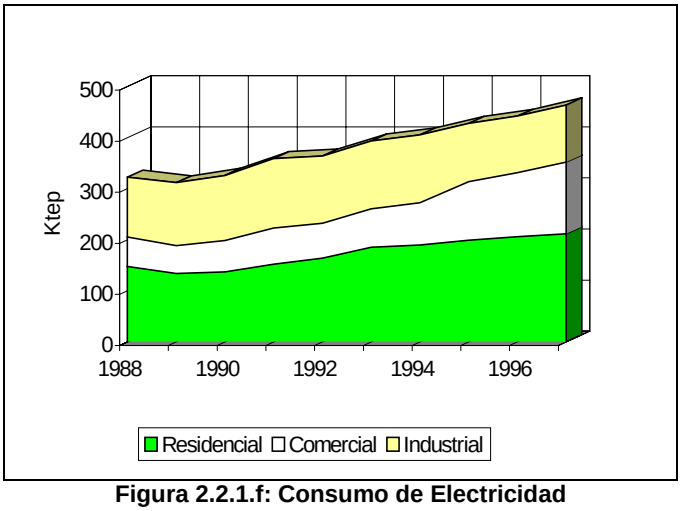


Figura 2.2.1.f: Consumo de Electricidad por Sector 1988-1997. (Fuente: DNE 1997)

2.2.2 Consumo por Sector Económico

Como puede verse en la Figura 2.2.2.a, el consumo final de energía está vinculado a la evolución de la actividad económica. Puede notarse el descenso del consumo industrial de la década de los noventa. También se ve un aumento del consumo del sector residencial y comercial, y un aumento significativo en el sector transporte. Los mayores consumidores son los sectores residencial, transporte e industrial.

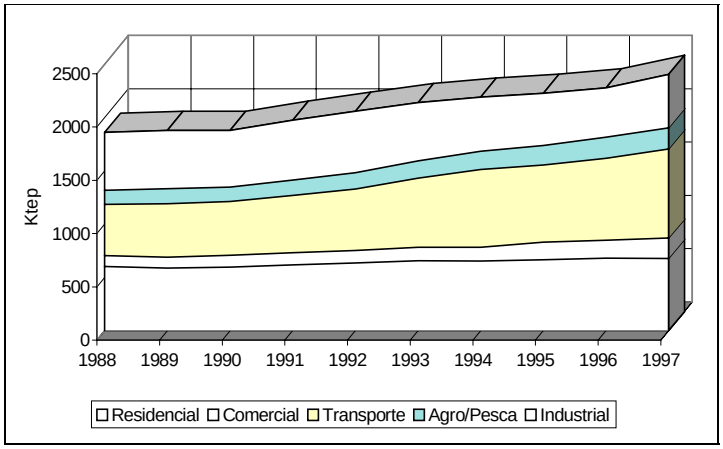


Figura 2.2.2.a: Consumo Final Energético por Sectores 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

En promedio, el sector residencial participa con un 31%, el industrial con un 25%, y el de transporte con un 30% de la demanda final del país. El consumo de los sectores agricultura/ pesca y el comercial representan en conjunto un 14% de la energía final. El crecimiento medio anual del consumo final de estos sectores ha sido de un 6.3% en el transporte, un 7,3% en comercial, un 4,6% en agro/pesca y un 1,3% en el sector residencial. Por el contrario, el sector industrial ha decrecido su consumo a un ritmo de 0,9% anual.

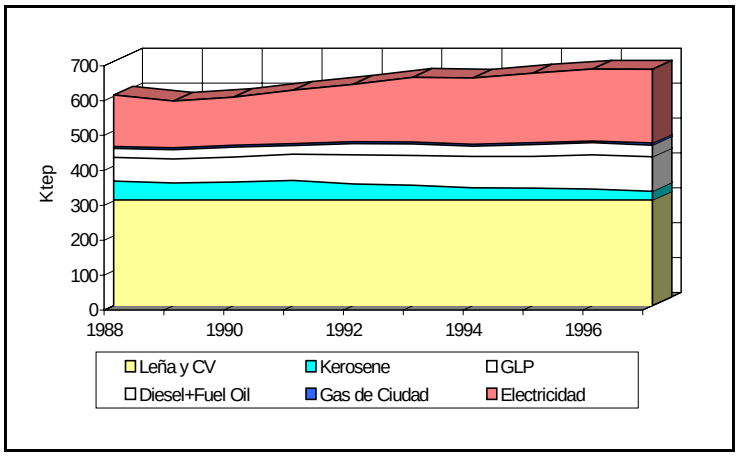


Figura 2.2.2.b: Consumo Final Energético, Sector Residencial 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

La Figura 2.2.2.b presenta el consumo final energético del sector residencial. La gráfica muestra la relevancia de la leña y del carbón, que representan en conjunto aproximadamente un 49% del consumo del sector. Sin embargo, en el período de análisis puede observarse una tendencia a la pérdida de participación de estos energéticos. La leña es usada tanto en las zonas rurales (46%) como en las urbanas (54%). En las zonas rurales representa un 79% del total de los requerimientos de energía final, mientras que en las ciudades un 38%. Otra diferencia es el destino de la leña: en el campo se utiliza principalmente para cocción (57%), mientras que en las áreas urbanas se lo usa para calefacción (79%) (1988). La electricidad ha tenido una participación promedio de 27%, creciendo desde un 23% en 1988 hasta un 31% en 1997. El resto de los combustibles en conjunto representan un 25% de la energía final del sector residencial. La estructura de consumo para 1997 es la siguiente: 44% leña; 31% electricidad; 15% GLP; 4% kerosene; 1% diesel; 4% fuel oil y 1% gas de ciudad.

En la Figura 2.2.2.c se muestra el patrón de consumo de energía final del sector comercial. La electricidad ha sido la principal fuente de energía con un peso promedio de 63% (variando entre 53% y 74%) durante este período de diez años. El diesel y el fuel oil han seguido en importancia, representando en conjunto un 31% (21%-38%). La leña y el carbón vegetal tienen un peso menor, aproximadamente 3% (3,1%-3,6%). El gas de ciudad representa un 3% (1,9%-3,5%), y el kerosene junto con el GLP un 1%. Durante los diez años

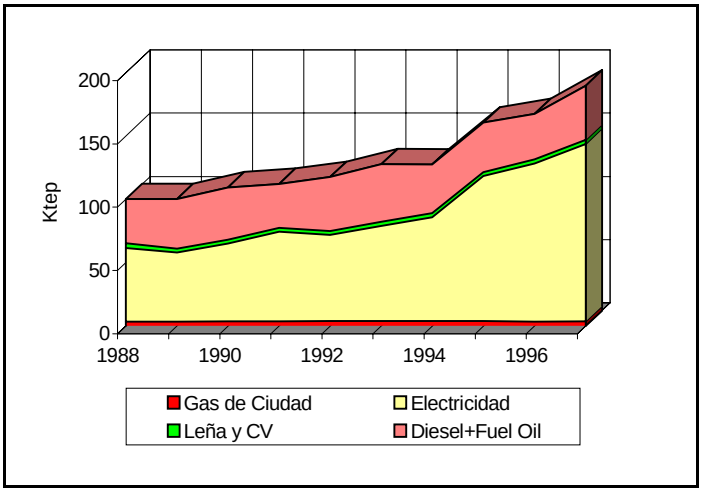


Figura 2.2.2.c: Consumo Final Energético Sector Comercial 1988-1997. (Fuente: DNE 1997)

comprendidos entre 1988 y 1997, el comportamiento tendencial de los distintos energéticos ha sido el siguiente: electricidad creció al 10,3% anual, mientras que el gas distribuido, fuel oil, diesel, fuel oil, LPG y la leña aumentaron a un ritmo menor (entre 0,6% y 2,5% anual). Al final del período (1997), la estructura de participaciones relativas muestra que la electricidad representa el 73,5%, el diesel y el fuel oil el 22,5%, la leña el 1,6% y el resto (2,6%) se reparte entre GLP, gas distribuido y kerosene.

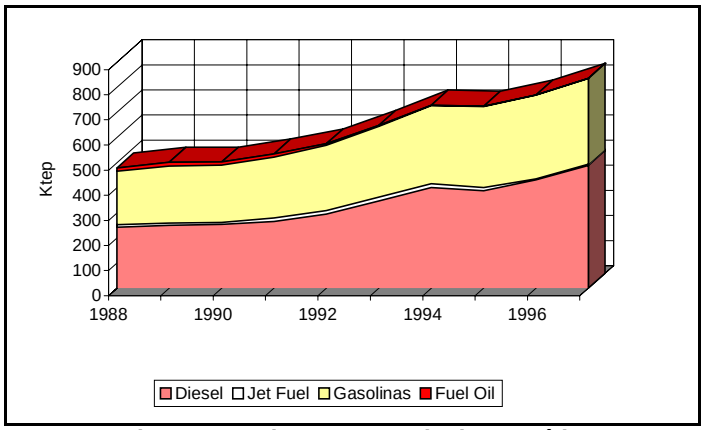


Figura 2.2.2.d: Consumo Final Energético Sector Transporte 1988-1997. (Fuente: DNE 1997)

El consumo final energético del sector transporte puede verse en la Figura 2.2.2.d. Allí vemos que el diesel representa promedialmente el 53% del total en el período de análisis. Las gasolinas (auto, aviación, liviana) son el componente que le siguen en importancia, participando con un 44% (entre 41% y 45%). El fuel oil y el jet fuel han sido de menor significación, aproximadamente el 3%. Durante el lapso 1988-1997 el consumo de diesel creció a una tasa promedio anual del 8,1% y el consumo de gasolinas aumentó a un ritmo del 5,4% anual. La estructura para 1997 es: 58,5% diesel, 41% gasolinas, 0,6% turbocombustibles.

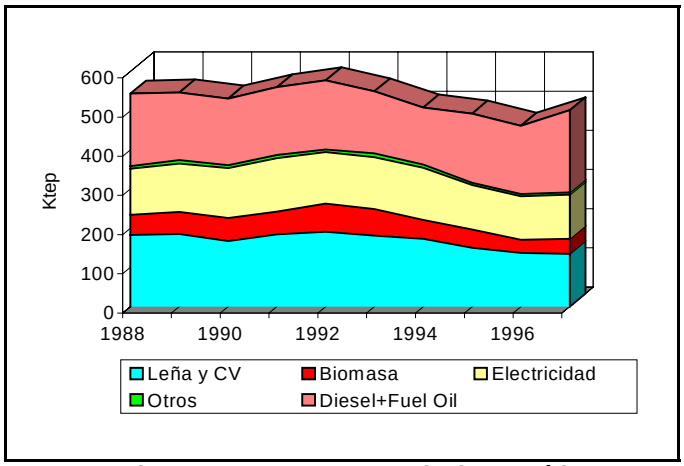


Figura 2.2.2.e: Consumo Final Energético Sector Industrial 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

En la Figura 2.2.2.e se presenta el comportamiento del consumo final energético del sector industrial. Los energéticos más importantes en este sector son: la leña, que representa el 32% (27%-34%); el fuel oil con el 31% (27%-40%); la electricidad

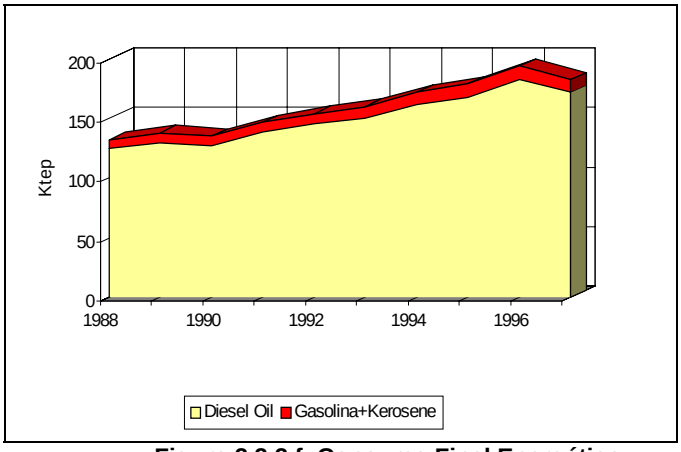


Figura 2.2.2.f: Consumo Final Energético Sector Agro/Pesca 1988-1997. (Fuente: DNE 1997)

con el 24% (22%-26%) y los residuos de biomasa con el 10% (7%-13%). La biomasa incluye bagazo, residuos del arroz y el girasol y licor negro (residuo de la industria del papel). La industria uruguaya también utiliza una variada gama de energéticos como carbón, GLP, gasolina, kerosene, gas de ciudad, coque y otros. Sin embargo, la participación promedio de estos es aproximadamente un 2%. Los consumos de leña y de biomasa han caído a un promedio anual del –3,3% y la energía eléctrica decreció al -0,5% anual. Por el contrario, el fuel oil creció al 1,6% anual. La estructura de consumo del sector industrial para 1997 es la siguiente: leña 26,8%, biomasa 7,6%, fuel oil 39,8%, electricidad 22,3%, diesel 2%, resto 1,6%.

En el sector agro/pesca (Figura 2.2.2.f) el combustible principal es el diesel, con más del 90% de participación, seguido por las gasolinas y la electricidad. A lo largo del período, el diesel creció al 3.6% promedio anual y las gasolinas al 4,2%. Las participaciones de mercado para 1997 son: diesel 86,5%, electricidad 8,2% y gasolinas 5,3%.[4]

2.2.3 Exportaciones

Las exportaciones de energía de Uruguay que se presentan en la Figura 2.2.3 muestran que el principal energético exportable es la electricidad, promedialmente 138 ktep (entre 20 y 292 ktep). La gran variabilidad observada responde a que los excedentes exportables dependen de la cuantía de los recursos hídricos, caracterizados en los últimos años por grandes variaciones anuales.

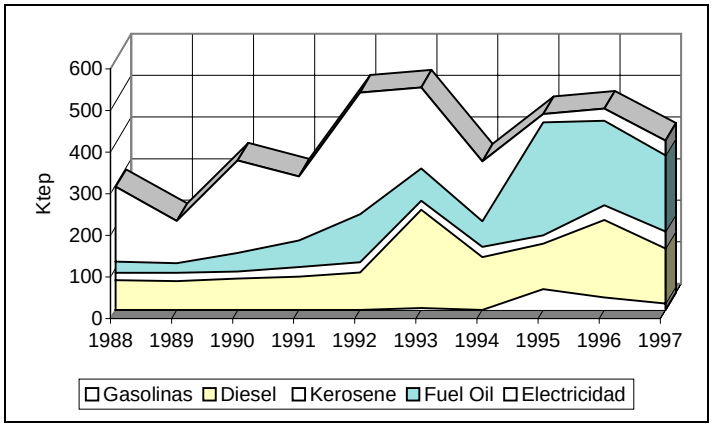


Figura 2.2.3: Exportaciones de Energía 1988-1997 (Fuente: DNE 1997)

La siguen las exportaciones de diesel (entre 69 y 236 ktep) y de fuel oil (entre 23 y 272 ktep). A pesar de estas cifras, Uruguay es frecuentemente importador de estos combustibles, consecuencia de la existencia de déficits temporarios de los mismos.

[4] A partir de 1995 se realizó una reclasificación de los consumos de electricidad que implicó la aparición de consumo de electricidad en el sector agro/pesca. En los años previos esos consumos eran incluidos en el sector industrial (pesca) y residencial (agro). Desde 1995 el registro de consumo de electricidad creció a una tasa anual del 70%, lo que en parte está explicado por el proceso de adecuación de estadísticas.

3. METODOLOGÍA

La metodología de trabajo y las herramientas de simulación se definieron en función del principal objetivo del trabajo: el estudio de medidas de mitigación para las emisiones de GEI en el sector energía.

Básicamente se tomó en consideración el modelo estructurado durante el "Estudio de Opciones de Oferta de Energía, EOOE" (mencionado en la sección 1.1) y se definió un escenario energético de referencia, considerado como el más "probable". En segundo término, se ha evaluado el impacto de la introducción de gas natural, en términos de sustitución de otras fuentes y su impacto sobre las emisiones de GEI, a partir de la simulación del mismo escenario de referencia pero sin la disponibilidad de gas ni el desarrollo de la infraestructura de distribución de gas por cañería prevista.

Finalmente, a partir del escenario energético de referencia, se definieron y evaluaron seis escenarios de mitigación de emisiones de GEI, cuatro aplicados a medios de transporte, uno al sector industrial y uno a las centrales térmicas de generación.

Para la simulación del escenario energético se utilizó básicamente el módulo BALANCE del programa ENPEP, mientras que los escenarios de mitigación se evaluaron en el módulo IMPACTS del mismo programa. No obstante, en algunos escenarios de mitigación fue necesario recurrir a nuevas simulaciones en BALANCE.

A continuación se realiza una breve presentación del programa ENPEP y en especial de los módulos BALANCE e IMPACTS (sección 3.1). En segundo lugar se describe la maquette ("network") mediante la cual se ha representado el sistema energético con el objeto de llevar a cabo las simulaciones (sección 3.2).

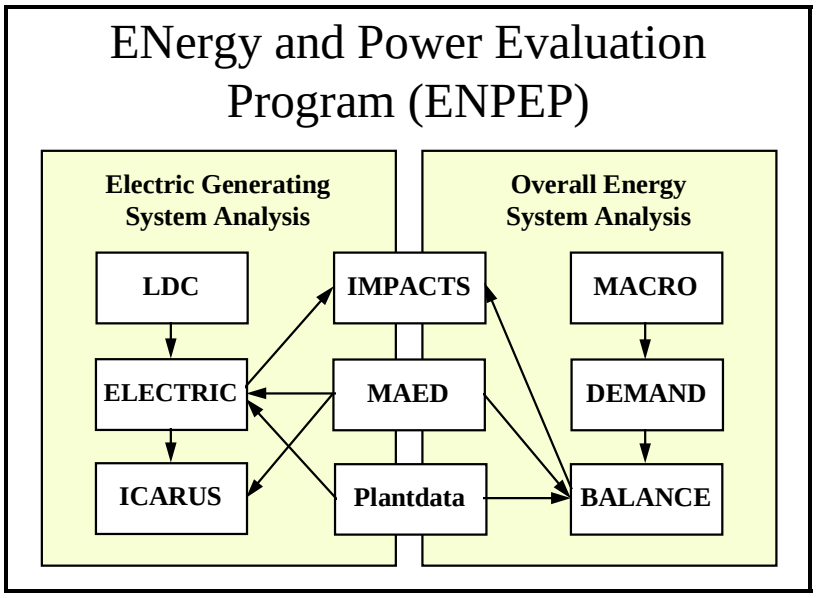
3.1 Descripción del ENPEP

3.1.1 ENPEP

El modelo ENPEP (ENergy and Power Evaluation Program) es un software desarrollado por el Laboratorio Nacional de Argonne (LNA), Illinois, USA. Dicho software fue transferido al Gobierno de Uruguay en el marco del curso "Interregional Training Course on Integrated Energy and Electricity Planning with Emphasis on the ENPEP package", llevado a cabo en el LNA en el año 1992 y organizado por el Organismo Internacional de Energía Atómica, en cooperación con el Departamento de Energía del Gobierno de los Estado Unidos. El organismo depositario del software en Uruguay es la Dirección Nacional de Energía.

El ENPEP consta de nueve módulos ténicos:

- MACRO (formatea las proyecciones macroeconómicas a ser utilizada por otros módulos),
- DEMAND (proyecta la demanda en términos de energía útil o final a partir de los datos generados en MACRO),
- BALANCE (proyecta la oferta y la demanda de energía, con un enfoque de equilibrio, para un período de estudio definido),
- IMPACTS (calcula el impacto ambiental de los casos definidos en BALANCE o ELECTRIC),



- LDC (transforma y calcula los datos relacionados con la curva de duración de carga necesarios para el procesamiento en el módulo ELECTRIC)
- PLANDTDATA (constituye la base de datos con información técnica sobre las unidades térmicas e hidroelécticas que puede ser utilizada por BALANCE y ELECTRIC)
- MAED (calcula en forma detallada la demanda de electricidad)
- ELECTRIC (modelo de planificación de la expansión del sistema eléctrico)
- ICARUS (proporciona un análisis detallado de los costos de producción del sector eléctrico)

Para el presente estudio se utilizaron BALANCE e IMPACTS, módulos que se describen resumidamente a continuación.

3.1.2 BALANCE

Los flujos futuros de energía en Uruguay, desde la extracción e importación hasta el consumo final, fueron proyectados utilizando el módulo Balance del ENPEP. Este es un software de simulación que permite realizar un estudio integrado de las actividades de oferta y demanda del sistema energético. Se trata de una herramienta que permite realizar análisis de prospectiva de mediano - largo plazo, proyectando precios y cantidades anuales para cada flujo de energía definido.

Balance es un modelo de equilibrio general, consistente en un sistema de ecuaciones simultáneas no lineales que especifica la transformación de las cantidades y precios de las distintas fuentes a través de las etapas de producción, proceso y uso de la energía. Los supuestos básicos en el enfoque de equilibrio se basan en que existen productores y consumidores de energía que toman decisiones de producción y consumo en procura de satisfacer sus objetivos individuales. Balance no es un modelo de optimización, no obstante simula y describe las decisiones de mercado, en materia de sustitución de fuentes, que realizan productores y consumidores.

El enfoque de “equilibrio” adoptado, asegura que:

1) las cantidades ofertadas y demandas sean iguales para cada una de las formas de energía;
2) exista consistencia entre las cantidades consumidas, los precios pagados por los usuarios y los costos de producción.

Otra característica relevante es que la demanda es sensible a los precios de los energéticos alternativos y que los precios de la oferta (en la etapa de extracción de recursos) son sensibles a la cantidad demandada.

A los efectos de realizar la simulación, el sistema real de un país es representado como una red (network) donde se relacionan todos los sectores modelados. Cada sector energético (hidrocarburos, electricidad, leña, etc.) se representa, a su vez, por un modelo integrado por submodelos simplificados.

Cada submodelo es definido por un conjunto de ecuaciones que pueden ser de dos tipos:

1) ecuaciones de cantidad (relacionan flujos de entrada y salida en base a parámetros tecnológicos)
2) ecuaciones de precios (relacionan los precios del “input” y del “output” en función de los costos de producción, impuestos, etc.

La red está entonces compuesta de nodos (los submodelos) y vectores (“links”) que representan el vínculo o los flujos de energía entre los primeros. Los submodelos actualmente disponibles permiten simular:

- Tecnologías de producción de recursos primarios (renovables y no renovables)
- Tecnologías de conversión y transporte de formas energéticas
- Decisiones de elección entre alternativas
- Formación de precios (precios máximos, mínimos, impuestos, etc.)
- Stocks

Los principales datos que se le suministran al modelo son: la estructura del sistema energético, los precios y cantidades del año base, las tasas de crecimiento de la demanda, la proyección estimada de los precios de los recursos primarios y de los productos importados. Los resultados del modelo, expresados en cantidades y precios de cada energético para cada uno de los procesos definidos, son los valores que minimizan el costo total de los demandantes, para determinados niveles de demanda de energía útil y teniendo en cuenta los recursos disponibles y las restricciones propias del modelo.

El módulo BALANCE ha mostrado ser una herramienta de utilidad para representar integralmente el sector energía y para simular (de una forma simplificada) los comportamientos que se dan tanto en la oferta como en la demanda. Una de sus principales virtudes es que permite analizar procesos de sustitución, entre fuentes alternativas, como consecuencia de variaciones en los precios relativos de las mismas o de la introducción de nuevas fuentes. En segundo lugar, el método de simulación adoptado asegura la existencia de consistencia entre las proyecciones de demanda para cada sector. Finalmente, permite comprender la estructura y el funcionamiento del sistema energético en su conjunto, dado que la actividad de construcción del network requiere que se sistematice la información para todo el sector.

Si bien la flexibilidad en la representación del sistema es una ventaja del modelo, ello debe conciliarse con las dificultades inherentes a la estimación de los parámetros de

comportamiento y el esfuerzo consiguiente que debe realizarse en recopilación de información. En particular para el caso del modelo diseñado para Uruguay, que posee un alto grado de detalle y no existen series históricas en términos de energía útil, fue necesario definir una serie de parámetros de comportamiento en forma ad hoc (o considerar estimaciones para otros países). Ello implicó, la necesidad de realizar un análisis de consistencia de resultados expost y eventual reajuste en la calibración de algunos parámetros.

3.1.3 IMPACTS

El módulo IMPACTS está diseñado para calcular las cargas medioambientales y los requerimientos de recursos del sistema energético. Tiene en cuenta el lado de la oferta de dicho sistema (centrales térmicas, refinerías, etc.) y el lado de la demanda (plantas industriales, unidades residenciales, automóviles, etc.). IMPACTS puede ser utilizado aprovechando un sistema energético diseñado con el módulo BALANCE, el módulo ELECTRIC, o directamente por el usuario.

IMPACTS permite realizar análisis de las siguientes cargas:

- Aire: cantidad de contaminantes emitidos
- Agua: requerimientos de agua, cantidad de agua residual y de contaminantes emitidos.
- Suelo: superficie de tierra utilizada
- Residuos sólidos: cantidad de residuos generados.
- Seguridad y Salud laboral: nivel de enfermedades, heridas, fatalidades.
- Recursos: trabajo y materiales requeridos

Estas cargas se pueden calcular con y sin la imposición de controles ambientales. En algunos casos, también se puede calcular el costo incremental del control ambiental.

El enfoque utilizado en IMPACTS consiste en los siguientes pasos:

1) **Configuración del sistema energético:** IMPACTS comienza creando un listado de las tecnologías que se incluyen en el análisis. Estas tecnologías (en idioma inglés: *facilities*) pueden ser transferidas desde los módulos BALANCE o ELECTRIC, o pueden ser introducidas manualmente. Si el usuario transfiere las tecnologías desde uno de dichos módulos, junto con éstas se transfiere la información correspondiente a: flujo de energía del período de estudio, datos técnicos (por ejemplo, la eficiencia) y costos (por ejemplo, costos de capital y operación). IMPACTS utiliza esta información para calcular el número de plantas o de equipos, según corresponda, necesarias para proveer la energía requerida en cada año del período de estudio. Si el usuario introduce manualmente las tecnologías, debe introducir también los datos de desempeño técnico, de costos y de flujo energético.

2) **Asignación de las tecnologías incluidas en el análisis de IMPACTS a regiones geográficas:** El usuario tiene la opción de localizar o asignar geográficamente cada una de las tecnologías consideradas para el análisis de IMPACTS para realizar un análisis espacial de los impactos ambientales. El usuario define regiones y sub-regiones geográficas para las que le interesa tener información desagregada para presentar los resultados. Esta opción puede ser utilizada también para desagregar el análisis por sectores de la actividad nacional, tanto pertenecientes a la oferta (oferta derivados de petróleo, de gas natural o de ciudad, de electricidad) como a la demanda de energía (transporte, residencial, etc.),

asignando cada una de las tecnologías al sector donde pertenece. Así por ejemplo: la tecnología "Automóviles nafta" se correspondería con el sector "Transporte". También puede utilizarse para realizar un análisis desagregado por tipo de combustible, haciendo corresponder cada tecnología con el combustible utilizado en la misma. Por ejemplo, la tecnología "Estufas a leña" se correspondería con el sector "Leña". Estas opciones, así como otras que resultaran de interés para el usuario se pueden realizar paralelamente, definiendo tantas distribuciones geográficas como se necesiten.

3) **Selección de coeficientes de emisión y asignación de los mismos a las tecnologías:** IMPACTS contiene dos bases de datos que proveen toda la información necesaria para conducir el análisis: GFD (*Generic Facility Database* o Base de datos Genérica de Tecnologías) y GED (*Generic Energy Database* o Base de datos Genérica de Energía). La GFD provee información de parámetros físicos y de costos de tecnologías energéticas típicas. La GED provee información sobre parámetros físicos, químicos y costos, que varían según el tipo de energía. IMPACTS también permite la introducción de parámetros (factores de emisión, costos, etc.) diferentes a los contenidos en sus bases de datos. Por ejemplo, en esta etapa se definen los factores de emisión de contaminantes atmosféricos para cada tecnología contenida en el caso base de estudio, e IMPACTS realiza el cálculo de las emisiones gaseosas (sin controles ni regulaciones ambientales) provenientes del conjunto de tecnologías de todo el sector energético.

4) **Imposición de controles y regulaciones ambientales:** Se pueden aplicar controles ambientales en forma de regulaciones para reducir las cargas ambientales u otros efectos. El tipo de regulación varía con el impacto que está siendo considerado, y pueden ser impuestas en forma singular o combinadas. Es posible designar regulaciones que se aplican solamente a determinadas tecnologías, a determinados tipos de tecnologías, a las tecnologías nuevas, a las existentes, a todas o a determinadas áreas geográficas, luego de cierta fecha específica. Esto da al usuario flexibilidad para aplicar diferentes programas de control y regulación.

5) **Cálculo de las cargas ambientales:** Una vez que se han asignado los coeficientes de emisión a las diferentes tecnologías y que se ha establecido la estructura de control y regulación, IMPACTS procede a calcular cada una de las cargas, con y sin control. La ecuación para computar las cargas sin control es la siguiente:

$EIC_i = FEC_i \times E_{entrada}$

EIC_i: emisiones incontroladas de contaminante i (kg/año)
FEC_i: factor de emisión del contaminate i (kg/$GJ_{entrada}$)
$E_{entrada}$: energía de entrada (GJ/ año)

Este cálculo se repite para cada uno de los contaminantes para todos los años del análisis y para todas las tecnologías incluidas en el estudio.

El próximo paso es la aplicación de controles y regulaciones que hayan sido especificados. IMPACTS primero considera cuál de las regulaciones se aplica a la tecnología en estudio. Si la regulación es aplicable a esa tecnología, entonces IMPACTS selecciona un dispositivo de control disponible para esa misma tecnología. Hay una serie de reglas de decisión que determinan cómo se seleccionan los controles, pero el principio básico es la selección del control de menor costo que hace que la tecnología cumpla con la regulación. Este costo considera costos de capital y de operación. Una vez que se selecciona el

dispositivo de control, IMPACTS recalcula las cargas (emisiones) utilizando la siguiente ecuación:

$ECC_i = EIC_i \times \mu_i$

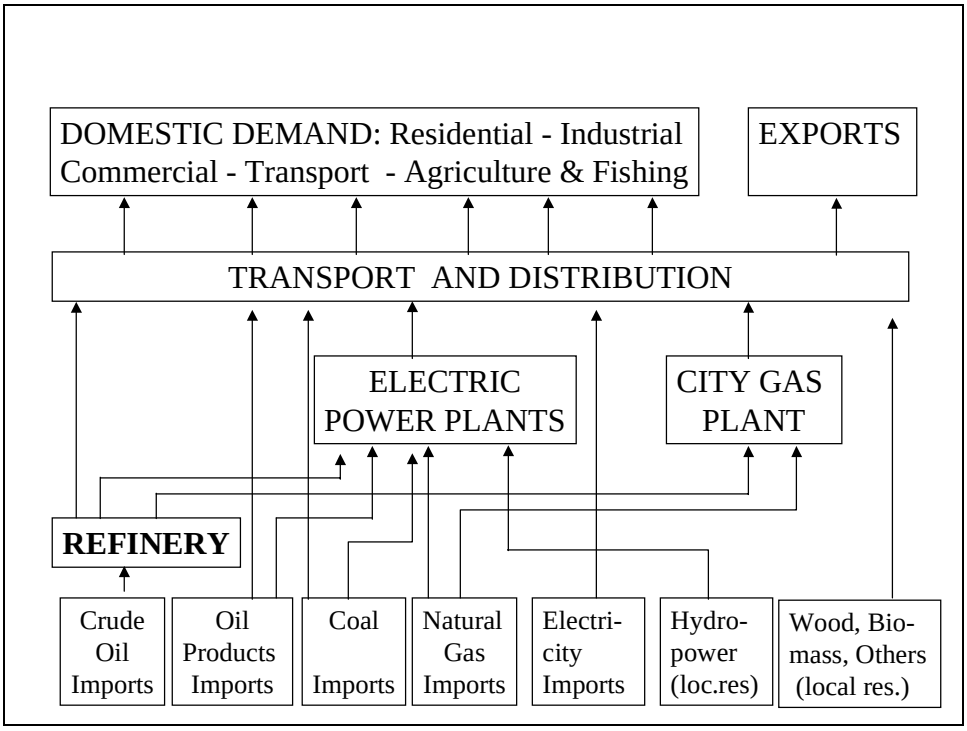
ECC_i: emisiones controladas de contaminante i (kg/año)
EIC_i: emisiones incontroladas de contaminante i (kg/año)
μ_i: eficiencia del control del contaminante i (GJ/año)

Este cálculo se repite para cada uno de los contaminantes, para todos los años y para todas las tecnologías del análisis.

3.2 Descripción del Network

En esta sección se describe la estructura con la cual se representó el sistema energético uruguayo a los efectos del estudio. El esquema detallado se encuentra en el Anexo A..

3.2.1 El esquema global



En la figura se puede apreciar, en el nivel inferior la representación de los procesos de producción e importación de recursos primarios y de importación de productos elaborados. Un nivel más arriba, se encuentran los diferentes procesos de transformación de formas energéticas. De esa etapa se pasa a los procesos de transporte y distribución, donde se incluyen aspectos de regulación de precios tales como los impuestos. En el nivel superior se representan los procesos asociados a los comportamientos de la demanda final de energía.

3.2.2 Producción e importación de energía (primaria y secundaria)

Los procesos relacionados con la oferta de energía están representados en las páginas A-1 a A-4 del Anexo A.

Los procesos definidos en la base representan la importación de las siguientes formas de energía:

- Petróleo y productos refinados (págs. A-1, A-2)
- Carbón (A-3)
- Gas Natural (A-1)
- Energía Eléctrica (A-4)

En los tres primeros casos el modelo determina las cantidades a importar, en forma endógena. En el caso de la energía eléctrica la importación de cada año se le da como variable exógena, valor que se obtuvo de las corridas del modelo especifico del sector eléctrico. Las proyecciones de los precios de importaciones son exógenos.

Por otra parte se representaron los recursos primarios locales desagregados en:

- Leña (A-3)
- Residuos de biomasa (A-3)
- Bagazo (A-3)
- Cáscara de arroz, residuos de cosecha de girasol, etc.. (A-3)
- Hidroenergía (A-4)

En el caso de la leña se utilizó una función de costos de producción escalonada. En el caso de los residuos de biomasa, bagazo, cáscara de arroz y otros se efectuaron representaciones simplificadas e imponiendo límites en la disponibilidad de los recursos. La disponibilidad de hidroenergía se simuló a partir de la información suministrada por el modelo específico del sector eléctrico.

Para los procesos de conversión, en la etapa de transformación de formas energéticas a nivel de la cadena de producción del sector se consideraron diferentes especificaciones:

- Refinería de petróleo. Se utilizaron dos submodelos de “múltiple output”. (A-1)

- Centrales de generación térmicas e hidráulicas y despacho de cargas. Se optó por un proceso “múltiple input” (A-4), tomando como dato la estructura de consumo de combustible proveniente de las corridas del modelo de despacho suministrados por la empresa eléctrica.

- Planta de gas distribuido. Se representó como dos procesos de “múltiple input” (A-1), para diferenciar los consumos interrumpibles de los no interrumpibles y para reflejar los cambios en los insumos utilizados a lo largo del periodo de simulación.

- Proceso de producción de carbón de leña. Se representó como un proceso de conversión simple (A-3).

En los procesos de transformación se incluyeron, en la medida que existía información disponible, datos referentes a la eficiencia de la conversión, los costos variables de operación y mantenimiento, los costos de capital y los costos fijos. En general se trató de ajustar el rubro “monto de la inversión” a los efectos de incluir todos los costos fijos

y para que, al mismo tiempo, los precios del año base coincidieran con los precios reales.

Las etapas de transporte y distribución fueron representadas mediante procesos de conversión simple, incluyéndose cuando correspondía, la misma información que se detalló en el párrafo precedente.

Los impuestos y la formación de precios, donde incidían otras variables diferentes a los costos, fueron representados mediante nodos de precio.

La decisión entre fuentes (o procedencias) alternativas, en la etapa de producción, no son reflejo de la comparación de precios. En la mayoría de los casos los coeficientes de insumo/producto son fijos o existe una sola fuente de abastecimiento. En el caso particular en que se podía optar por un producto importado o uno local se impusieron restricciones a los efectos de simular mejor la realidad (como en el caso de los productos refinados) o debido a limitaciones del modelo (como en el caso de la electricidad).

3.2.3 La demanda de energía desagregada por sectores

En el lado de la demanda interna de energía se representaron los siguientes sectores:

- residencial (págs. A-5 a A-8)
- industrial (págs A-9 a A-18)
- transporte (págs. A20 a A21)
- comercial (pág. A22)
- agricultura y pesca (pág. A19)

También se simularon las exportaciones para diferentes combustibles utilizando nodos de demanda específicos (páginas A-1 a A-4 y A-21).

En el sector *residencial* se consideran cuatro categorías, en función de un criterio geográfico y teniendo en cuenta las posibilidades de acceso a la red de distribución de gas de ciudad. Estas categorías son:

- Urbano 1- Actualmente conectado a la red de gas distribuido por cañería
- Urbano 2 - Mercado potencial de gas distribuido por cañería (gas natural o propano)
- Urbano 3 - Resto del sector urbano
- Población rural

Por otra parte la demanda del sector residencial se desagrega en nueve usos, en los cuales se considera:

- Cocción (A-7)
- Calentamiento de agua (A.6)
- Calefacción (A-5)
- Otros usos (Refrigeración de alimentos, Aire acondicionado, Iluminación, Bombeo de agua, Aparatos eléctricos, Ascensores) (A-8)

La proyección de la demanda de energía útil se efectuó a partir de un trabajo especifico sobre el sector, en el cual se determinaron los parámetros de elasticidad respecto de la población, del PBI/cápita y tasas autónomas de crecimiento.

Para cada uno de los usos se utilizan procesos de conversión donde se considera la eficiencia del proceso, así como los costos estimados de operación-mantenimiento y de instalación.

Para el sector *industrial* se efectuó una separación en siete grupos:

- Papel (A-9, A-10)
- Textil (A-11, A-12)
- Cerámica (A-13)
- Química (A-14)
- Cemento (A-15)
- Alimentos (A-17, A-18)
- Otras industrias/otros usos (A-16)

Por otra parte, en los casos que se justificaba, se consideran dos subgrupos en cada rama. Un porcentaje que tendría acceso al gasoducto (Conectadas al Gas Natural) y el resto que no tendría acceso al menos durante el periodo de simulación (No Conectadas al Gas Natural).

El análisis del sector industrial se realizó en términos de energía útil, considerando los siguientes usos:

- Generación de Vapor
- Calor directo
- Transporte interno
- Motores eléctricos e iluminación

La proyección de la demanda de energía útil se efectuó a partir de un trabajo especifico sobre el sector. En casi todos los casos se asumió una elasticidad unitaria en relación con el PBI del sector y para algunos usos específicos se adoptaron tasas autónomas de crecimiento. Para cada uno de los usos se utilizan procesos de conversión donde se considera solamente la eficiencia del proceso.

El análisis del sector *comercial* (A-22) se efectuó en términos de energía final. Los destinos considerados son:

- Cocción
- Calentamiento de agua
- Calefacción espacios
- Refrigeración alimentos
- Aire acondicionado
- Iluminación
- Motores eléctricos
- Máquinas de lavar
- Otros electrodomésticos

La demanda se proyectó en función del PBI sectorial.

El sector *transporte* (A-20, A-21) se dividió en las siguientes categorías:

- Transporte público en Montevideo:
    - Taxis (Nuevos y Preexistentes)
    - Ómnibus (Nuevos y Preexistentes)
- Transporte interdepartamental de pasajeros

- Transporte público en otras ciudades:
    - Taxis
    - Omnibus
- Transporte privado en automóvil
- Transporte privado en moto
- Fletes y cargas:
    - Camiones
    - Trenes
- Cuatro consumos específicos: FO intermedio, Gasolina avión, Jet Fuel interno, Jet Fuel exportado.

Como variables explicativas para proyectar la demanda se utilizaron el PBI, la población y tasas de crecimiento exógenas.

Los parámetros utilizados en los nodos de decisión, cuando la demanda opta por combustibles alternativos, se estimaron en una primera instancia, mediante el programa MSHARE. En una segunda etapa, luego de un análisis de la evolución de la participación de las distintas fuentes en cada uno de los nodos de decisión, se realizaron ajustes *ad hoc* en aquellos casos donde el comportamiento no se correspondía con la tendencia esperada.

4. DEFINICION DE ESCENARIOS

4.1 Introducción

El desarrollo de medidas de mitigación en el sector energía puede brindar una gran oportunidad para reducir la amenaza del Cambio Climático, en virtud de que más de la mitad de las emisiones antropogénicas globales de gases de efecto invernadero (GEI) provienen del uso de la energía. Adicionalmente, los cambios en los programas energéticos que promueven prácticas más eficientes y sustentables, no sólo ayudan a reducir las emisiones de GEI, sino que generalmente promueven el desarrollo económico y contribuyen a reducir otros problemas de contaminación ambiental.

El sector energético es amplio y diverso. Las medidas de mitigación de emisiones pueden ser introducidas en forma global, mediante el incremento de las eficiencias de extracción, conversión, distribución o uso final de la energía. Las emisiones también pueden reducirse por la sustitución de ciertos combustibles por otros, que sean extraídos, convertidos, distribuidos o utilizados más eficientemente que los primeros. Las medidas para alcanzar estos objetivos son de variada naturaleza, dentro de las que se incluyen: regulaciones, instrumentos e incentivos económicos, acuerdos voluntarios, información y educación, investigación, desarrollo y demostración.

En el Uruguay, de acuerdo a los resultados obtenidos en los Inventarios Nacionales de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, tanto para el año 1990 como para el año 1994, el sub-sector transporte es el principal responsable de las emisiones de GEI dentro del sector de la Energía. Por ello, en el presente estudio se ha conferido especial atención al planteo de diferentes alternativas de mitigación en el mencionado sub-sector.

Asimismo, se han planteado medidas de mitigación en el sector industrial y en la generación de energía eléctrica en centrales térmicas. Si bien las emisiones provenientes de estas fuentes no son tan preponderantes como las del transporte, las medidas que se plantean pueden ser factibles de llevarse a cabo en nuestro país, y por lo tanto resulta de interés evaluar su influencia en las emisiones de GEI.

Cabe señalar que los escenarios de mitigación se definen en base a un escenario de referencia que considera la introducción de gas natural y cuyo código en el módulo IMPACTS es 002. El código de caso IMPACTS 001 corresponde al escenario sin la introducción del mencionado combustible. Los escenarios de mitigación corresponden a los códigos IMPACTS desde el 003 al 008.

En la sección 4.2 se presentan las principales hipótesis adoptadas para la definición del escenario de referencia.

Posteriormente se desarrollan los supuestos y la metodología adoptada para el diseño de los escenarios de mitigación:

- Aumento de eficiencia en el sector transporte (sección 4.3),
- Aumento de eficiencia en el sector industrial (sección 4.4)
- Aumento eficiencia ómnibus Montevideo y captación de demanda de autos privados (sección 4.5)
- Mayor uso gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (sección 4.6)
- Control de óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (sección 4.7)
- Mayor uso convertidores catalíticos en autos a nafta (secciones 4.8)

4.2 Escenario Energético de Referencia

Para proyectar la demanda de energía se utilizó una hipótesis de crecimiento moderado del PBI (1.9% anual) y se supuso que la población total aumentaría a una tasa del 0.71% anual para la primera mitad y de 0.64 para la segunda mitad del período proyectado. Las proyecciones del PBI, de la población, las ecuaciones y principales supuestos para proyectar la demanda y los resultados obtenidos se presentan en la sección 5.1.

Para diseñar las condiciones de oferta del escenario se tuvo en cuenta el estudio previo (Opciones de Oferta Energética) donde se habían analizado seis escenarios energéticos, construidos a partir de la combinación de cuatro componentes básicos asociados con hipótesis referidas a:

- Introducción y almacenaje de gas natural desde Argentina.
- Condiciones para la generación de energía hidráulica.
- Interconexión eléctrica entre Brasil y Uruguay
- Características del intercambio de energía eléctrica entre Argentina y Uruguay.

Para el presente estudio, como el principal objetivo es realizar un análisis de diferentes alternativas de mitigación de la emisión de GEI, se ha optado por un Escenario Energético de Referencia cuyas principales características desde el punto de vista de la oferta de energía son:

a) Introducción de Gas Natural en el litoral oeste (año 1999) y en el sur del país (año 2000).
b) Desarrollo de un sistema de distribución de gas natural por red[1].
c) Generación de hidroelectricidad media, en función de las crónicas históricas, para todo el período de simulación.
d) Interconexión eléctrica con Brasil a partir de la instalación de una conversora de frecuencia, en Rivera, que permitiría el intercambio con una potencia máxima de 70 MW.
e) El intercambio de electricidad con Argentina se caracteriza por la exportación de excedentes hidráulicos y la importación de electricidad en el caso de sustitución de falla.
f) Ampliación de la capacidad de la refinería desde 37.7 Kboe a 48 Kboe por día en el año 2001.
g) Utilización del gas natural como principal fuente de combustible en las centrales térmicas a partir del año 2001.

Es de hacer notar que las hipótesis adoptadas para el sector eléctrico, en materia de intercambio externo, simulan condiciones de maximización de la generación térmica de electricidad en Uruguay.

Finalmente, a los efectos de evaluar el impacto de la introducción del gas natural sobre las emisiones de GEI, se evaluaron los procesos de sustitución de combustibles que se producirían con la incorporación de esa nueva fuente, a partir de la simulación del Escenario de Referencia sin gas natural.

[1] También se supuso que, en localidades alejadas del sistema de transporte de gas natural, se desarrollaría un sistema local de distribución de gas por cañería (utilizando gas licuado de petróleo).

4.3 Aumento de eficiencia en el sector transporte (Caso IMPACTS 003)

En este escenario se plantea mejorar las eficiencias de toda la flota (excepto trenes y motos) en un 1% anual desde el comienzo del período de mitigación (año 2000) hasta el final del mismo (año 2013).

En el escenario de referencia (Caso 002), se asume un incremento natural de la eficiencia para todo el transporte carretero, debido a una renovación natural de la flota, de 0.37% anual. Por lo tanto, en el escenario de mitigación (Caso 003), esta tasa anual es la que se mantiene hasta el año 1999, comenzando a partir del año 2000 con una tasa del 1% anual para toda la flota, con las excepciones antedichas.

En la Tabla 4.3 se presentan los procesos cuyas eficiencias fueron mejoradas (según su denominación en el módulo BALANCE), indicando para cada uno de ellos, la eficiencia al inicio del período en estudio (1993) y al final del mismo (2013) como resultado de la aplicación de la medida de mitigación.

Tabla 4.3

Proceso Numero	Nombre de Proceso	Eficiencia 1993 km/l	Eficiencia 2013 km/l	Mejora anual natural 1993 - 1999 (%)	Mejora anual supuesta 2000 - 2013 (%)
209	DSL_O_TAXI_M	11.49	13.51	0.37	1.00
210	DSL_N_TAXI_M	15.87	18.65	0.37	1.00
218	DSL_OTH_TAXI	11.49	13.51	0.37	1.00
220	DSL_PRIV_CAR	11.49	13.51	0.37	1.00
212	DSL_O_BUS_M	2.49	2.93	0.37	1.00
214	DSL_N_BUS_M	3.44	4.04	0.37	1.00
216	DSL_INT_BUS	3.51	4.12	0.37	1.00
217	DSL_OTH_BUS	2.49	2.93	0.37	1.00
219	GSL_PRIV_CAR	10.00	11.75	0.37	1.00
222	GSL_TRUCK	3.81	4.48	0.37	1.00
223	DSL_TRUCK	3.31	3.89	0.37	1.00
215	CNG_N_BUS_M	4.19	4.93	0.37	1.00
211	CNG_N_TAXI_M	15.07	17.71	0.37	1.00

Si bien por las características del modelo, se ha planteado una mejora en la eficiencia expresada en km/ litro es importante señalar que también se puede incrementar la eficiencia en términos de km-pasajero/ litro, obteniendo resultados similares en términos de reducción de emisiones.

4.4 Aumento de eficiencia en el sector Industrial (Caso IMPACTS 004)

La medida de mitigación planteada en el sector industrial propone una mejora de la eficiencia para algunos de los procesos que contribuyen en mayor medida a las emisiones de este sector. Para la elección de los procesos en los que se introdujo el cambio, se adoptaron dos criterios: a) mejorar las eficiencias de los procesos donde aquellas fueran menores a 0.6 en el año inicial del estudio (independientemente del combustible utilizado) y b) mejorar las eficiencias de todos los equipos que, si bien en el año base utilizan gas distribuido, se reconvierten a gas natural. Ambos criterios suponen una renovación, una reconversión o en algunos casos, puede implicar solamente una mejor operación de los equipos existentes. Para los procesos

seleccionados, se plantea como objetivo lograr eficiencias de 0.85 para el año 2010, manteniéndolas constantes durante los últimos tres años.

La Tabla 4.4.a muestra los procesos cuyas eficiencias son menores a 0.6 en el año base y que, por lo tanto, fueron modificadas en el escenario de mitigación de referencia. Se indica además la rama industrial a la que pertenecen y el valor de la eficiencia en el año 1993.

La Tabla 4.4.b muestra los procesos que utilizan gas distribuido en el año base, pero que los sustituyen por gas natural al disponer del mismo.

Tabla 4.4.a

Proceso	Rama industrial	Nombre de Proceso	Eficiencia en 1993
24	Textil	LFO_HT_TEX	0.4998
179	Alimentos	HFOHT_FOOD	0.5998
190	Alimentos	HFOHT_FOODNC	0.5998
193	Otros	HFO_HT_OTH	0.4990
75	Otros	LFOOV_OTH	0.5618
64	Cemento	HFOHT_CMT	0.3863
90	Cemento	DSL_HT_CMT	0.4762
29	Textil	HFOHT_TEXNC	0.3006
238	Otras	DSL_ST_OTH	0.4639
23	Textil	HFO_HT_TEX	0.3006
237	Cemento	LFO_HT_CMT	0.4762
192	Alimentos	LFOHT_FOODNC	0.4987
30	Textil	LFOHT_TEXNC	0.4998
181	Alimentos	LFOHT_FOOD	0.4987
77	Otras	DSLOV_OTH	0.4941

Tabla 4.4.b

Proceso	Rama industrial	Nombre de Proceso	Eficiencia en 1993
22	Textil	CG_HT_TEX	0.4998
74	Otras	CG_STM_OTH	0.7466
170	Alimentos	CG_STM_FOOD	0.7234
178	Alimentos	GAS_HT_FOOD	0.6004
207	Otras	CG_STM_OTH	0.7466

Cabe señalar que la mejora de las eficiencias se impone en forma gradual y lineal, desde el comienzo hasta el final del período de mitigación (2000-2010). Esta suposición es una aproximación a la realidad, ya que esto no sucederá así en todos los casos, sino que dependerá de cuál sea el mecanismo utilizado para alcanzar el incremento deseado de eficiencia. Por ejemplo, si el mecanismo de mejora es la sustitución de un equipo viejo por uno nuevo de mejor desempeño, la mejora se dará puntualmente y de una sola vez, el año en que se realice el reemplazo. No obstante, es poco probable que ese cambio ocurra en todas las empresas al mismo tiempo. Por otro lado, si se utiliza como mecanismo de mejora la educación de los operadores y la

implementación de planes de mantenimiento y control, la mejora de la eficiencia se dará en forma gradual.

4.5 Aumento eficiencia ómnibus Montevideo y captación de demanda de autos privados (Caso IMPACTS 005)

En este escenario se plantea un aumento de la demanda de los ómnibus de la ciudad de Montevideo, en detrimento de la de autos privados, acompañada de una mejora de eficiencia de dicho medio de transporte colectivo.

Se impone, como primer supuesto, que en el año 2013 se alcanza un aumento del 20% en la demanda de ómnibus de Montevideo (porcentaje calculado con base en los pasajeros-kilómetros), en relación con el escenario de referencia (Caso 002). El cambio se introduce en el año 2000 y se supone una evolución lineal, hasta alcanzar en el año 2013 el valor deseado de la demanda.

Para lograr este objetivo se debe pensar en medidas que fomenten el uso del transporte colectivo y que probablemente redunden en una mayor eficiencia del mismo. Por lo tanto, además de imponer el mencionado traslado de demanda se aplicó, en la construcción del escenario de mitigación, un incremento anual de la eficiencia mayor al del escenario de referencia, para los procesos de transporte colectivo que se detallan en la Tabla 4.5. Análogamente a lo modelado en el Caso IMPACTS 003, la tasa de crecimiento anual de la eficiencia para estos procesos (a partir del año 2000) es del 1%, a diferencia del 0.37% que se utiliza en el escenario de referencia para todo el período de estudio.

Tabla 4.5

Numero Proceso	Nombre de Proceso	Eficiencia en 1993 (km/l)	Eficiencia en 2013 (km/l)
212	DSL_O_BUS_M	2.49	2.93
214	DSL_N_BUS_M	3.44	4.04
215	CNG_N_BUS_M	4.19	4.93

Los sistemas de transporte colectivo tienen por objeto transportar de forma eficiente un gran número de personas por medio de ómnibus, microbuses, camionetas, trolebuses, tranvías, trenes subterráneos o trenes de superficie. Dado que la contaminación atmosférica inducida por el congestionamiento de los centros urbanos se atribuye principalmente al número cada vez mayor de automóviles particulares, el fomento del uso de transporte colectivo puede considerarse una medida de control de la contaminación atmosférica, ya que su contribución por persona transportada es mucho menor que la de los automóviles particulares.

4.6 Mayor uso gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (Caso IMPACTS 006)

En año 2013, según las proyecciones del escenario de referencia (Caso 002) un 39% del consumo de combustible de los taxis en Montevideo, se corresponde con Gas Natural Comprimido (GNC). Para los ómnibus, dicho porcentaje es menor: 22%. En el escenario de mitigación se plantea un aumento del uso del GNC y estos porcentajes pasan a ser 55% y 38% para taxis y ómnibus respectivamente.

Para lograr el cambio antes citado, se modificaron los precios relativos de los transportes alternativos, reduciendo el precio del transporte que utiliza como fuente el gas natural comprimido. En comparación con el escenario de referencia, se aplicó una reducción del 33% para el transporte por ómnibus y del 17% para el caso de los taxis. Ese cambio abarató el costo de los vehículos que utilizan gas natural comprimido (PR211, PR213 y PR215), frente a los procesos que utilizan diesel (PR209, PR210, PR212 y PR214). Como resultado se obtuvo una proyección que refleja un incremento del uso del gas natural en el transporte público respecto del caso de referencia. Para el año 2013, al aumento en los taxis sería aproximadamente del 45%, mientras que en los ómnibus sería alrededor del 70%. Dichos aumentos se corresponden con una reducción del consumo de diesel.

En términos del modelo, los cambios anteriores se simularon a partir de la modificación de los multiplicadores de precios del gas natural en los nodos de decisión correspondientes a taxis (AL164), a ómnibus preexistentes (AL90) y a ómnibus nuevos (AL91). En el escenario de referencia el multiplicador para taxis que utilizan gas natural es 1.5, mientras que para los ómnibus es 3. Por otra parte, en el escenario de mitigación 006, los nuevos valores son 1.25 y 2, lo cual refleja las reducciones de precios mencionadas en el párrafo previo.

Este cambio significativo en las proporciones que alcanza el GNC en el consumo total de combustible de la flota de transporte público, resulta razonable si se toma en cuenta la penetración que ha tenido en el resto del mundo como sustituto de combustibles tradicionales.

4.7 Control óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (Caso IMPACTS 007)

Según se señaló anteriormente en la descripción del escenario de referencia (Caso 002), a partir del año 2001 comenzaría a producirse en el Uruguay energía eléctrica en centrales térmicas que utilicen gas natural como combustible. Algunas de estas centrales serán de última generación, pero además, centrales que en la actualidad funcionan con fueloil o gasoil, serán reconvertidas para funcionar con gas natural. Asimismo, existirán diferentes contribuciones a la generación térmica de dos tipos diferentes de centrales a gas natural: turbina de gas y ciclo combinado.

Las del tipo de turbina de gas poseen una cámara de combustión dentro de la cual se mezclan grandes cantidades de combustible y aire y donde se produce la combustión de la mezcla resultante. Básicamente, se compone de un inyector de combustible y una barrera física que contenga la llama.

Los productos más significativos resultantes de la combustión en turbinas de gas, y que se emiten a la atmósfera son: óxidos de nitrógeno (monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (NO_2), representados en forma conjunta por la fórmula química NO_x); monóxido de carbono (CO); hidrocarburos no quemados resultantes de una combustión incompleta, óxidos de azufre y partículas. Sin embargo, las emisiones de óxidos de nitrógeno son las más relevantes, y por tanto son las que al ser controladas, conducirían a un mayor beneficio.

Existen dos fuentes de emisiones de NO_x en el escape de una turbina de gas. La mayoría se genera en la fijación de nitrógeno atmosférico en la llama, denominado NO_x térmico. La otra fuente de NOx, generalmente de mucho menor contribución, es la oxidación de una fracción del nitrógeno ligado (contenido) en el combustible.

Una práctica frecuente para la reducción de la emisión de óxidos de nitrógeno de las turbinas de gas, es la inyección de vapor en la zona de llama de la cámara de combustión. La misma reduce un 75% las emisiones de este gas (Fuente: EPA AP-42, 1998). Esta práctica es efectiva en el control de las emisiones del NO_x térmico, pero no efectiva para el control del NO_x resultante de la oxidación del nitrógeno ligado.
El NO_x térmico se genera en una secuencia de reacciones químicas llamada "Mecanismo de Zeldovich". Este mecanismo postula que la generación de NO_x es: función exponencial de la temperatura de la llama y función lineal del tiempo en que la mezcla de gas caliente está sometida a la temperatura de la llama. Por lo tanto, la temperatura de llama y el tiempo de residencia determinan los niveles de emisión del NO_x térmico y son las principales variables que se deben ajustar en las turbinas de gas para el control de estos niveles.

La inyección de agua o vapor en la zona de llama de la cámara de combustión produce una disminución de la temperatura de la llama. Es por este motivo que se reduce ampliamente el nivel de emisión de NO_x, dada la dependencia exponencial con la temperatura antes mencionada.

Las centrales a gas natural del tipo ciclo combinado poseen factores de emisión para los óxidos de nitrógeno sustancialmente menores a los de las turbinas de gas, debido a la menor temperatura de descarga de los gases derivados de la combustión. Cabe señalar que para este combustible, los factores de emisión de los NO_x para centrales de ciclo combinado son iguales a los que resultan de colocar control de emisión por inyección de vapor, para estos óxidos, en las turbinas de gas. Por lo tanto, no se colocan controles de emisión para estos óxidos.

Por lo tanto, en este escenario se plantea como medida de mitigación la instalación de controles de NO_x por inyección de vapor en todas las centrales térmicas de generación de energía eléctrica del tipo turbina de gas y que utilizan gas natural como combustible.

El control se impone a partir del año 2001, año en que se comienza a utilizar gas natural en este sector de la actividad nacional. A diferencia de los escenarios anteriores, en que las modificaciones se introducen en el módulo BALANCE, la introducción de esta medida de mitigación se realiza directamente en el módulo IMPACTS, como una regulación de emisiones atmosféricas.

Los dos tipos mencionados de centrales a gas natural son representados en IMPACTS en forma conjunta bajo las siguientes coordenadas: tipo de equipo/ facility tipe: EGG, número de equipo/ facility number: 8 y número de Impacts/ Impacts number: 222. Por lo tanto, para introducir el control deseado sobre las turbinas de gas únicamente, se debe tener en cuenta la diferente participación de ambos tipos de centrales en las emisiones de EGG 8/ 222. Debido a ello, el 75% de reducción que ocurre en las del tipo turbina de gas, se transforma en un 52% de reducción en el total (turbinas de gas y ciclo combinado), y es éste último el porcentaje que se aplica en el módulo IMPACTS a EGG 8/ 222, a partir del año 2001 hasta el final del período de estudio.

4.8 Mayor uso convertidores catalíticos en autos a nafta (Caso IMPACTS 008)

En este escenario se considera en primera instancia, que en el año 2000 el consumo de los autos a nafta que utilizan convertidores catalíticos representan el 5% del consumo total de los autos a nafta. A partir de ese año, se supone un crecimiento

sostenido y lineal del uso de esta tecnología de control de emisiones, alcanzando a corresponderse con el 40% del consumo total de autos a nafta en el año 2013.

Este significativo crecimiento en la proporción de autos nafta que utilizan convertidor catalítico y que, en primera instancia, puede parecer ambicioso, resulta conservador si se tiene en cuenta la tasa de crecimiento anual de la flota de autos que se registra en las estadísticas del sector transporte (Anuarios Estadísticos de Transporte, Ministerio de Transporte y Obras Públicas). Es decir, si se toma como supuesto que la gran mayoría de los autos nuevos introducidos entre los años 2000 y 2013 estarán equipados y utilizarán convertidor catalítico, más de la mitad de los porcentajes establecidos serán alcanzados por esta vía. El resto estará constituido por aquellos autos del parque actual que tengan, o bien se les incorpore, el dispositivo de control.

Los convertidores catalíticos reducen los contaminantes CO, HC y NO_x del escape del motor. Actualmente se utilizan dos tipos: catalizadores de oxidación (de dos vías) y catalizadores de oxidación-reducción (de tres vías). Los primeros oxidan el CO y los HC formando CO_2 y agua en presencia de platino o paladio. La eficacia de la reacción catalítica depende de la temperatura del gas de escape, de la relación aire-combustible y de los tipos de hidrocarburos presentes en los gases de escape. La relación aire-combustible en el motor se mantiene por encima de la estequiométrica para asegurar la presencia de oxígeno en el escape para la oxidación del CO y HC. Típicamente, los convertidores catalíticos de dos vías eliminan un 80% de HC y CO resultantes de la combustión incompleta.

Los convertidores catalíticos de tres vías utilizan una combinación de platino, paladio y rodio. Estos convertidores oxidan HC y CO para formar CO_2 y agua, y reducen el óxido nítrico a nitrógeno. Las reacciones de oxidación y reducción son óptimas en un rango estequiométrico estrecho de la relación aire-combustible. En automóviles de nafta este rango se mantiene mediante el uso de sensores de escape (sensores de oxígeno fabricados con dióxido de zirconio) que envían señales al sistema de inyección electrónica. Los convertidores catalíticos de tres vías eliminan alrededor del 90% de HC y CO resultantes de la combustión incompleta y alrededor del 70% de NO_x en los gases de escape del motor. La reducción de NO_2 a nitrógeno es menos eficiente a temperaturas superiores a los 400ºC.

Cabe señalar entonces, que en la construcción de este escenario se considera la introducción de convertidores catalíticos de tres vías, de manera de reducir también las emisiones de óxidos de nitrógeno de este sector.

La medida de mitigación de las emisiones se introduce directamente en el módulo IMPACTS, como una regulación o control a las emisiones atmosféricas de los autos nafta. Los autos nafta se representan en IMPACTS con las siguientes coordenadas: tipo de equipo/ facility tipe: TGC, número de equipo/ facility number: 1 y número de Impacts/ Impacts number: 245.

Como se comentó anteriormente, esta regulación comienza a aplicarse en el año 2000 al 5% del consumo de nafta de los autos. Al aplicar la regulación a TGC1/245, se está afectando todo el consumo de nafta de los autos, por lo que para que resulte afectado solo el 5% del consumo, hay que ajustar previamente los porcentajes de reducción de emisiones de NO_x y CO. Por lo tanto, la reducción planteada para este año en las emisiones de NO_x es del 3,5% (correspondiente a un 70% de reducción de NO_x en el 5% del consumo) y en las emisiones de CO es del 4,5% (correspondiente a un 90% de reducción de CO en el 5% del consumo).

En el año 2013, la regulación alcanza el 40% del consumo de nafta de los autos, y por lo tanto, la reducción planteada para TGC1/245 en las emisiones de NO_x es del 28% y en las de CO del 36%.

Para los años intermedios (entre el 2000 y el 2013) se introducen porcentajes de reducción que van aumentando linealmente desde los valores iniciales hasta los finales, según se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8

Año	% reducción de NOx	% reducción de CO
2000	3.50	4.50
2002	7.27	9.35
2004	11.04	14.19
2006	14.81	19.04
2007	16.69	21.46
2008	18.58	23.88
2009	20.46	26.31
2010	22.35	28.73
2012	26.12	33.58
2013	28.00	36.00

Por otra parte, los vehículos equipados con convertidores catalíticos deben utilizar nafta sin plomo para evitar la deposición de este metal y el consecuente envenenamiento de los catalizadores. En la actualidad, la mayoría de los catalizadores de los convertidores catalíticos instalados en los automóviles han sido envenenados por utilizar nafta con plomo (fundamentalmente por tener un menor precio por litro) y por lo tanto tienen anulada la posibilidad de reducción de emisiones. En el año 2001 se prevé que toda la nafta comercializada en Uruguay no contenga plomo, lo que estaría favoreciendo el éxito de esta medida de mitigación.

5. PROYECCIÓN DE RESULTADOS DEL ESCENARIO ENERGÉTICO

5.1 Introducción

El modelo utilizado para proyectar los flujos de energía fue originalmente calibrado para 1993, año definido como base en el Estudio de Opciones de Oferta Energética (EOOE). Teniendo en cuenta que no se ha generado información actualizada en términos de energía útil, se utilizó el mismo año base (1993) como inicio de las proyecciones.

La población total, rural y urbana, se proyectó a partir de las estimaciones del Instituto Nacional de Estadísticas. La desagregación en categorías para el sector urbano (actuales clientes del gas de cañería, potenciales clientes y resto del sector urbano) se realizó tomando en consideración la estimación del cronograma esperado de avance de obras de la red de distribución de gas por cañería.

En el caso del PBI total se consideraron los valores históricos para el período 1993-1998, estimaciones de corto plazo para 1999-2000 y una tasa de crecimiento de largo plazo para el período 2001-2013 de 1.9%[1] anual en términos reales. La proyección del PBI desagregado por grandes sectores económicos (servicios, industria, agro-pesca) se realizó a partir de la información histórica para el período 1993-1998 y se proyectó una convergencia hacia una estructura definida para el año horizonte (2013) en la cual los pesos relativos de servicios, industria y agro-pesca serían 66.8%, 11.2% y 22.0% respectivamente. En el caso de la desagregación del PBI industrial por ramas, se partió de la estructura de 1993 y, con un criterio similar al adoptado para los grandes sectores, se la proyectó hacia una estructura definida para el año 2013. Las proyecciones de crecimiento del PBI total y sectorial constituyen supuestos de un escenario de crecimiento moderado.

Para proyectar la demanda de los sectores residencial, transporte, industria, agricultura y pesca, se utilizaron las ecuaciones de demanda definidas en el EOOE, donde las principales variables explicativas son la población y el Producto Bruto Interno (PBI), total o sectorial según corresponda. Las proyecciones de los flujos anuales de energía se obtuvieron a partir de la corrida del modelo para el período 1993-2013.

Como consecuencia de la metodología utilizada, los valores estimados para el año 1998 no coinciden necesariamente con los valores reales registrados. Por ejemplo, para el año 1997, último año con datos publicados para el sector energía, se constató que el consumo de energía estimado en el modelo difiere de la publicación Balance Energético de la DNE en un 3%. Esa pequeña diferencia a nivel global, se corresponde con sesgos en la estimación del consumo de algunos sectores de demanda (entre –18% y +14%) o de algunos combustibles específicos (entre –13% y 26%). En el futuro se debería volver a calibrar el modelo, cambiando el año base, a los efectos de mejorar los resultados.

[1] La tasa de crecimiento del 1.9%, adoptada también en el "Estudio de Opciones de Oferta Energética", se correspondía con la estimación del crecimiento medio de largo plazo para los últimos 20 años. No obstante, de haberse optado por un escenario que reflejara la evolución de los últimos diez años, la tasa de crecimiento habría sido 3.1% anual. A los efectos de simplificar el análisis, y teniendo en cuenta que el objetivo se centra en la proyección de emisiones de contaminantes y del impacto de diferentes alternativas de mitigación, se optó por representar un único escenario económico correspondiente a la hipótesis de crecimiento moderado.

No obstante las diferencias detectadas en los años históricos, el modelo desarrollado para el caso de Uruguay constituye una buena herramienta para analizar posibles medidas de mitigación y el impacto del gas natural sobre las emisiones de gas a la atmósfera, habiéndose cumplido con los objetivos del presente estudio.

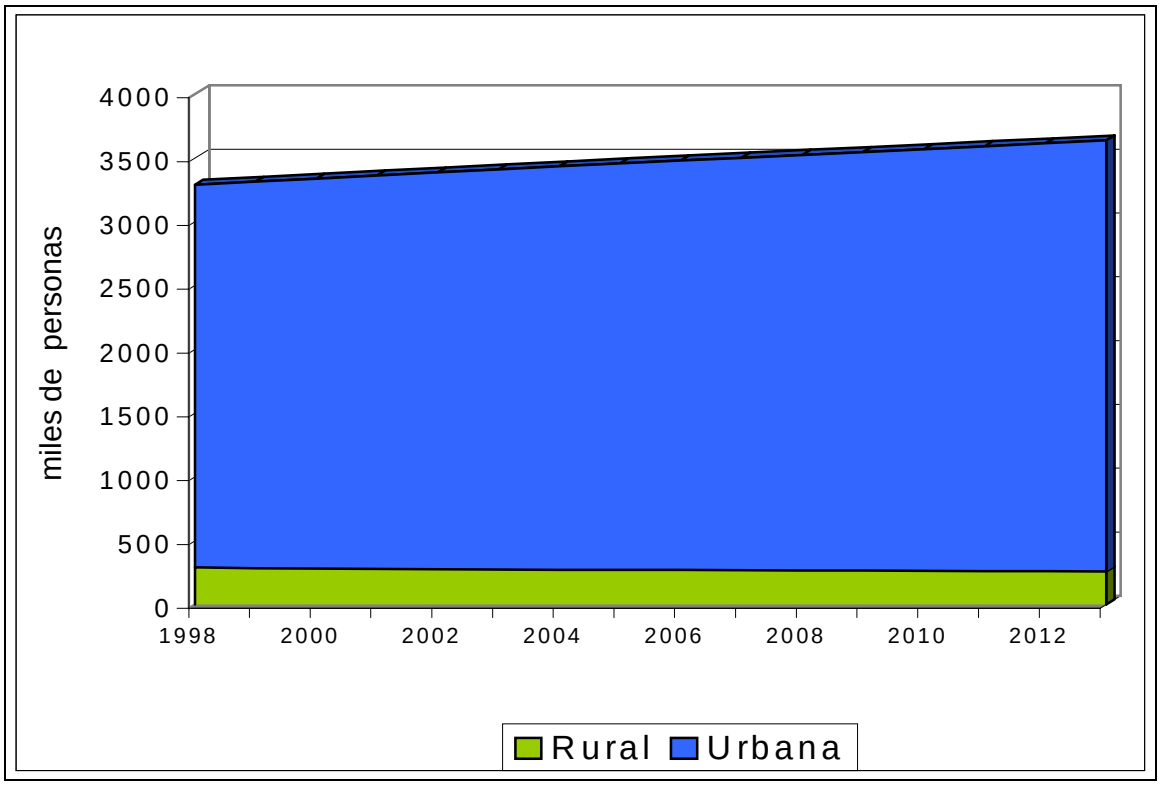
En este capítulo se exponen los principales resultados del escenario energético de referencia y los cambios producidos por la introducción del gas natural. En la sección siguiente se presentan las proyecciones de la población y de la actividad económica (sección 5.2). A continuación, se exponen aspectos metodológicos y el resultado de la proyección de la demanda de energía (sección 5.3). Los principales resultados proyectados de la oferta y del consumo de energía, para el escenario energético de referencia, se muestran en las secciones 5.4 y 5.5. Finalmente (sección 5.6) se muestra el efecto del gas natural sobre la oferta y la demanda, a partir de la comparación del escenario de referencia con y sin gas natural.

5.2 La proyección de la población y de la actividad económica

5.2.1 Proyección de la población y de los hogares con acceso al gas distribuido por red

Como se muestra en la gráfica 5.2.a, de acuerdo con los parámetros de comportamiento histórico del Uruguay, se proyectó un crecimiento moderado de la población que pasaría de 3.29 a 3.64 millones entre los años 1998 y 2013, lo cual implica un incremento total de 10.5% en quince años. Por otra parte se ha supuesto que continúa el proceso de urbanización, lo que significa que la población rural disminuye en 0.03 millones (0.29 millones en 1993 a 0.26 millones en 2013), equivalente al -10.3% en quince años. Por el contrario, la población urbana crece un 12.6%, desde 3.00 a 3.38 millones, en el período considerado..

Gráfica 5.2.a Proyección de la población (1998-2013)



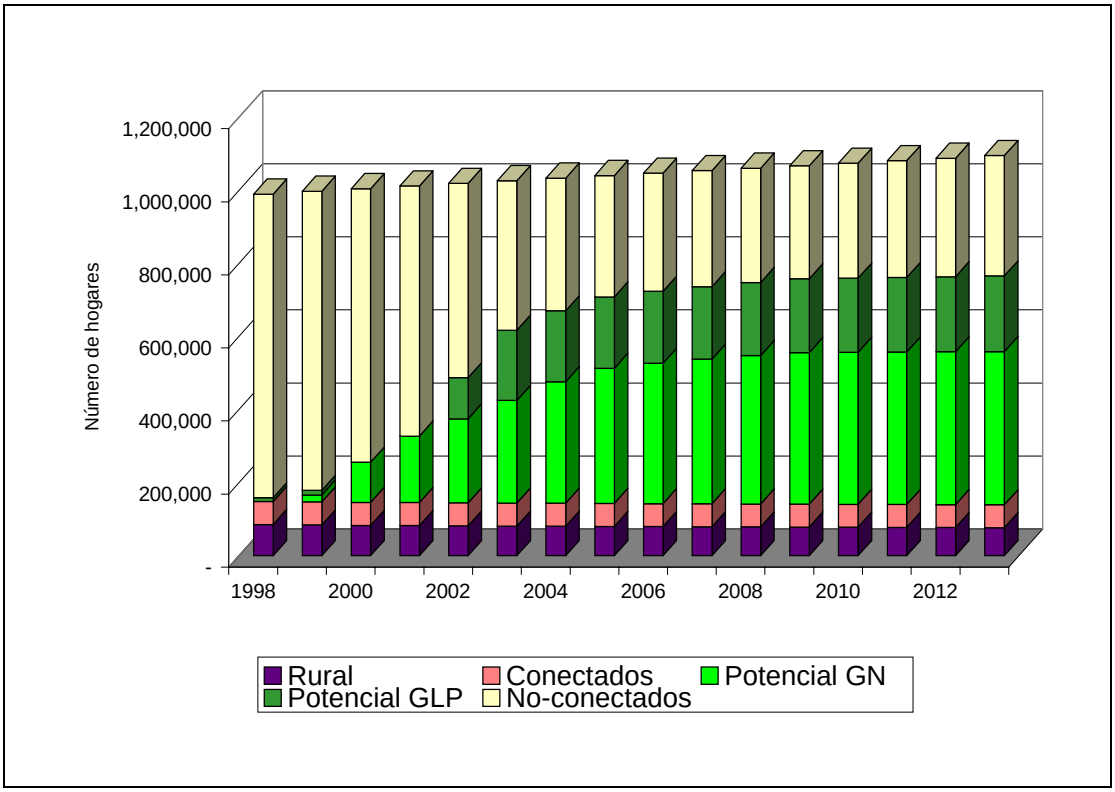
En el cuadro siguiente se presentan las tasas de crecimiento promedio para la primera y la segunda mitad del período estudiado.

Cuadro 5.2.a Tasas de crecimiento de la población (%/año)

Período	Total	Rural	Urbana
1998-2005	0.71%	-0.91%	0.86%
2006-2013	0.64%	-0.56%	0.74%

A los efectos de poder tratar por separado los clientes del sector residencial que tendrían posibilidades de acceder al gas por cañería, ya sea gas natural o gas licuado de petróleo (propano) dependiendo de la zona del país, se desagregó el sector residencial urbano en tres grandes grupos: actuales clientes de gas de cañería, potenciales clientes de gas de cañería y el resto del sector urbano. Para proyectar la evolución de los diferentes grupos se tomó en consideración una estimación del cronograma esperado de avance de obras de la red de distribución de gas. Adicionalmente, para determinar el grupo de clientes potenciales en el interior del país, se afectó por un coeficiente inferior a la unidad al número de hogares que podían tener acceso a la red. Para aquellas localidades donde estaba previsto distribuir gas natural se utilizó un coeficiente de 0.7 y para las que recibirían gas licuado de petróleo se utilizó 0.5. Dichos coeficientes se aplicaron para reflejar el hecho de que no todos los hogares estarían en condiciones o tendrían la actitud de consumir el nuevo combustible.

Gráfica 5.2.b Proyección del número de hogares por categoría (1998-2013)



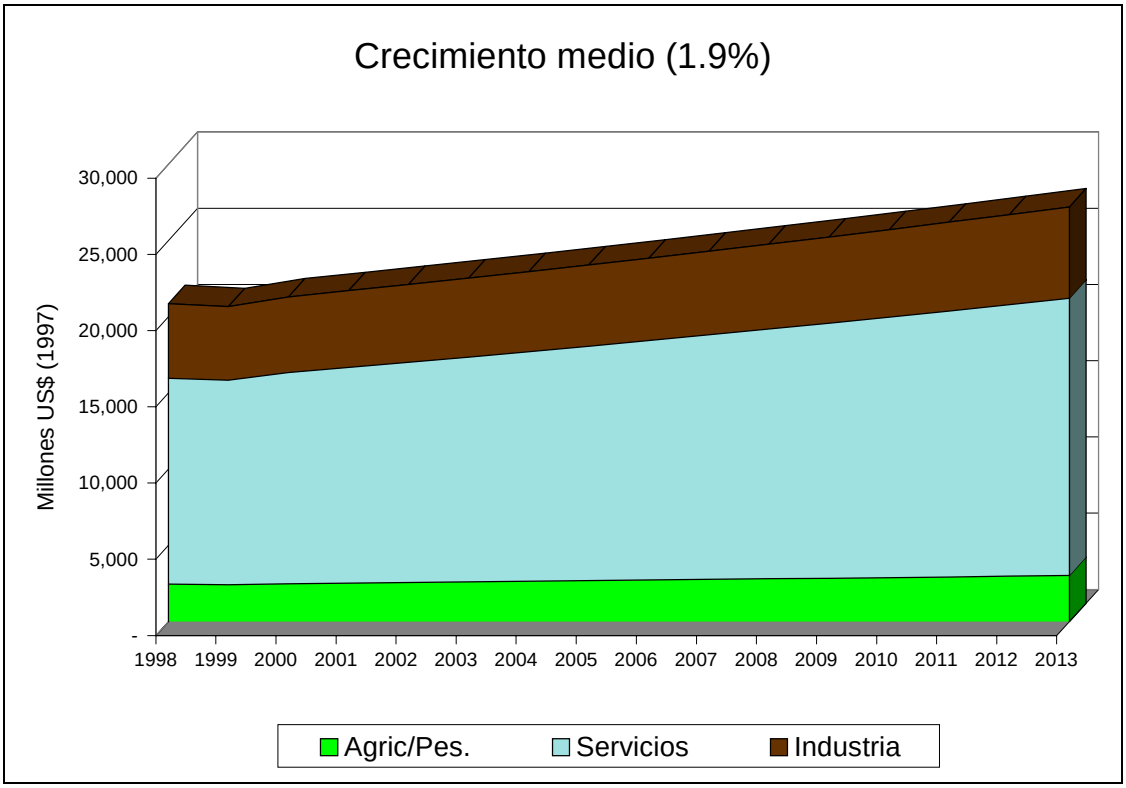
En la Gráfica 5.2.b se muestra la proyección de los diferentes grupos urbanos y del sector rural. Allí se puede apreciar el crecimiento de la categoría que accedería al gas distribuido por cañería a medida que se expande la red (Potencial GN y Potencial GLP), en desmedro de la categoría de los “no conectados”. Para el último año del período considerado, se ha asumido que los hogares con posibilidades de acceso al

gas distribuido por red llegarían a representar aproximadamente el 64% del total de hogares. El restante 36% correspondería a los hogares urbanos sin acceso y a los hogares del área rural.

5.2.2 Proyección del PBI

Para la proyección del Producto Bruto Interno, en el corto plazo, se supuso un descenso del nivel de actividad en 1999 del –1% y una recuperación del 3.1% en el 2000, resultando en consecuencia, un incremento del 1% promedio anual durante los dos primeros años. Por otra parte, para el período comprendido entre el 2001 y el 2013, se asumió una tasa de crecimiento del 1.9% anual. Si bien en la última década la economía uruguaya ha crecido a una tasa superior al 3% anual, se ha optado por la tasa de evolución de largo plazo que implicaría un crecimiento moderado de la economía en términos reales.

Gráfica 5.2.c Proyección del Producto Bruto Interno (1998-3013)



Como se muestra en la gráfica 5.2.c, el PBI total (expresado en dólares constantes de 1997) aumentaría un 30% en quince años, desde US$ 20,866 en 1998 a US$ 27,201 en 2013. En lo que respecta a la evolución por sectores económicos, se adoptó la hipótesis de un aumento en la participación del sector servicios que pasaría del 64.7% en 1998 al 66.8% en 2013. Mientras tanto, el sector primario vería reducida su participación desde el 11.8% al 11.2%, así como el sector industrial, cuyo peso caería desde el 23.4% al 22.0%.

En el cuadro 5.2.b se presentan las tasas de crecimiento adoptadas para proyectar la evolución del PBI total por grandes sectores y del PBI industrial por ramas.

Cuadro 5.2.b Tasas de crecimiento del Producto Bruto Interno (%/año) por sector y rama industrial (escenario de crecimiento moderado)

Período	PBI Total	PBI/sectores			PBI de la industria/ramas						
		Agric/Pes	Servic.	Indust.	Cemen-to	Cerá-mica	Quí-mica	Alimen-tación	Papel	Textil	Otras
1998-2000	1.0	0.6	1.2	0.6	1.4	3.9	(0.8)	0.9	0.6	(0.5)	0.7
2001-2013	1.9	1.5	2.1	1.5	2.2	4.2	(0.1)	1.8	1.5	0.3	1.6

5.3 Proyección de la demanda de energía

5.3.1 Las ecuaciones de demanda

La proyección de la demanda de energía se efectuó a partir de ecuaciones que expresan las tasas de crecimiento de la demanda en términos de energía útil o final, según correspondiera[2], en función de las variables explicativas (PBI y población).

En el caso del sector residencial, las tasas de crecimiento de la demanda se supusieron dependientes del ingreso per cápita (con una elasticidad ingreso que oscila entre 0 y 1.55 según el tipo de demanda o el grupo residencial) y de la evolución del número de hogares. Asimismo, se definió para cada uso-categoría una tasa de crecimiento autónoma que adopta valores entre 0% y 2%. La ecuación utilizada es la siguiente

$$\mathrm{g}DRES_{u,h} = \left(1+\mathrm{g}NH_h\right) \; x \; \left(1+\mathrm{g}GDPpc\right)^{\varepsilon_{u,h}} \; x \; \left(1+\mathrm{g}AUT_u\right) - 1$$

donde:

- g$DRES_{u,h}$ tasa de crecimiento de la demanda de energía útil para el uso u, categoría residencial h,
- gNH_h tasa de crecimiento del número de hogares del grupo h,
- g$GDPpc$ tasa de crecimiento del PBI per capita,
- $\varepsilon_{u,h}$ elasticidad ingreso (PBI per capita) para la demanda de energía útil del uso u, grupo residencial h, y
- gAUT_u tasa de crecimiento autónoma de la demanda de energía útil del uso u.

La demanda de energía útil en el sector industrial se expresó como una función del PBI sectorial (con elasticidad igual a 1) y de una tasa de crecimiento autónoma (con valores entre –0.8% y 1.33 dependiendo de la rama industrial y del uso energético), mediante la siguiente ecuación

$$\mathrm{g}DIND_{u,s} = \left(1+\mathrm{g}GDP_s\right)^{\varepsilon_{u,s}} \; x \; \left(1+\mathrm{g}AUT_{u,s}\right) - 1$$

donde:

- g$DIND_{u,s}$ tasa de crecimiento de la demanda de energía del uso u, sector s,
- gGDP_s tasa de crecimiento del PBI del sector s,
- $\varepsilon_{u,s}$ elasticidad de la demanda de energía útil para el uso u respecto del PBI sectorial, y
- g$AUT_{u,s}$ tasa de crecimiento autónoma de la demanda de energía útil para el uso u.

[2] Las ecuaciones fueron desarrolladas para el “Energy Supply Option Study”, Informe julio-1997.

Para representar la demanda del sector transporte se adoptaron criterios diferentes para las cuatro categorías más relevantes: transporte público de pasajeros, transporte privado de pasajeros, transporte de cargas y demanda de bunkers.

La tasa de crecimiento del transporte privado (tanto para autos como para motos) se expresó en función de la tasa de crecimiento del PBI total con una elasticidad próxima a la unidad, mediante la ecuación

$$\boxed{gKM_m = (1 + gGDP)^{\varepsilon_{pp}} - 1}$$

donde:
- gKM_m tasa de crecimiento de los kilómetros de viaje en el medio de transporte m,
- gGDP tasa de crecimiento del PBI total, y
- ε_{pp} elasticidad de la demanda de transporte privado respecto del PBI, estimada en 1.09

La demanda para el transporte en ómnibus urbano se supuso proporcional a la población urbana

$$\boxed{gURBPUB = gPOP_{URBAN}}$$

donde:
- g*URBPUB* tasa de crecimiento del transporte público urbano en ómnibus
- $gPOP_{URBAN}$ tasa de crecimiento de la población urbana.

En el caso de la demanda de viajes en taxi se supuso que dependían de la evolución del PBI total, con una elasticidad inferior a la unidad

$$\boxed{gTAXI = (1 + gGDP)^{\varepsilon_{tt}} - 1}$$

donde:
- g*TAXI* tasa de crecimiento de la demanda de viajes en taxi,
- g*GDP* tasa de crecimiento del PBI, y
- ε_{tt} elasticidad de la demanda de viajes en taxi respecto del PBI, estimada en 0.74.

La demanda de viajes en ómnibus interurbanos se expresó como una función dependiente del PBI per cápita y de la población

$$\boxed{gIUBUS = (1 + gGDP_{PC})^{\varepsilon_{iub}} \; x \; (1 + gPOP) - 1}$$

donde:
- g*IUBUS* tasa de crecimiento de la demanda de ómnibus interurbanos
- g*GDPpc* tasa de creciiento del PBI per cápita
- ε_{iub} elasticidad de la demanda de ómnibus interurbanos respecto del PBI per cápita, y
- g*POP* tasa de crecimiento de la población total.

En el caso del transporte de cargas por camión no se encontraron correlaciones

significativas, adoptándose una hipótesis *ad hoc* de que evoluciona con el nivel de actividad económica (suponiendo una elasticidad de 1.09 respecto del PBI). La evolución de la demanda de transporte de carga por tren se supuso proporcional a la del PBI (elasticidad igual a 1).

Para el sector comercial o servicios (excluyendo el transporte) se utilizó un enfoque diferente ya que se proyectó únicamente la demanda en términos de energía final para diferentes usos, debido a la no disponibilidad de información para efectuar un análisis más detallado. La tasa de crecimiento de la demanda de energía final dependerá del nivel de actividad del sector servicios (con una elasticidad igual a 0.7 para el período proyectado) y de una tasa de crecimiento autónomo que varía entre 0% y 3% según el tipo de demanda/uso. La ecuación genérica para el sector es

$$\boxed{\mathrm{g}SERV_u = \left(1 + \mathrm{g}GDP_{SERV}\right)^{\varepsilon_u} \; x \; \left(1 + \mathrm{g}\,AUT_u\right) - 1}$$

donde:

g$SERV_u$	tasa de crecimiento de la demanda de energía final para el uso u,
gGDP_{SERV}	tasa de crecimiento del PBI del sector servicios,
ε_u	elasticidad de la demanda de energía final para el uso u respecto del PBI sectorial, y
gAUT_u	tasa de crecimiento autónoma de la demanda de energía final para el uso u.

En el caso del sector primario (agricultura – pesca) se realizó una estimación agregada de la demanda de energía que depende del PBI del sector (elasticidad igual a 1) y de una tasa de crecimiento autónoma (2%) que refleja la adopción de tecnología intensiva en energía

$$\boxed{\mathrm{g}A\,\&\,F = \left(1 + \mathrm{g}\,GDP_{A\&F}\right)^{\varepsilon} \; x \left(1 + \mathrm{g}\,AUT\right) - 1}$$

donde:

g*A&F*	tasa de crecimiento de la demanda de energía final para el sector,
g$GDP_{A\&F}$	tasa de crecimiento del PBI del sector agricultura-pesca,
ε	elasticidad de la demanda de energía final respecto del PBI sectorial, y
g*AUT*	tasa de crecimiento autónoma de la demanda de energía final.

5.3.2 Los resultados obtenidos

En el cuadro 5.3.a se presenta un resumen con los resultados de las proyecciones de la demanda de energía de los diferentes sectores, expresados en valores absolutos y tasas de crecimiento. La información se presenta agregada para una gran variedad de usos, tales como cocción, calentamiento de agua, calefacción, vapor, calor directo, kilómetros recorridos, etc.

Cuadro 5.3.a Proyección de la demanda de energía por sectores.

	Residencial		Comercial		Industrial		Agric.&Pesca		Transporte	
	Ktep	Tcaa	Ktep	Tcaa	Ktep	Tcaa	Ktep	Tcaa	10^9 km	Tcaa
1998	299	2.0%	176	2.9%	533	1.2%	230	3.4%	6.7	1.9%
2013	403		270		640		380		8.9	

Demanda de energía útil para los sectores residencial, industrial y transporte. Energía final para los sectores comercial y agricultura-pesca.
Tcaa: Tasa de crecimiento anual acumulativa.

Para definir la proyección de las exportaciones, a diferencia de la proyección de la demanda interna de energía, se han efectuado hipótesis *ad hoc*. Por ejemplo, para los derivados del petróleo más relevantes (fuel oil y diesel) las exportaciones se supusieron constantes a partir de 1998. Esto a su vez genera que se produzcan importaciones considerables de esos combustibles principalmente en los primeros años de la proyección. Luego se comienzan a generar saldos exportables como consecuencia del incremento del nivel de actividad de la refinería y de la reducción de la demanda de derivados que son sustituidos por el gas natural.

Diferente es el caso de la nafta, cuyas exportaciones se supone que crecen a una tasa del 10% anual, con excepción del año 2001 donde el crecimiento es del 50%. Esto pretende reflejar (aunque sea en forma parcial) las expectativas existentes de acuerdos comerciales para exportar dicho combustible hacia Argentina. Al inicio del período, prácticamente no existen exportaciones de nafta, mientras que al final del período, en el año 2013, las exportaciones representarían un cuarto de la demanda interna y un quinto de la producción total de nafta de la refinería.

Por último, las exportaciones de electricidad se han simulado partiendo del supuesto que solo se realizan intercambios restringidos con los países vecinos. Como consecuencia de estos intercambios restringidos, las exportaciones representan menos del 5% de la electricidad destinada al mercado interno en el año 2013.

5.4 Resultados de la proyección de la oferta de energía en el escenario de referencia

En esta parte se presentan los principales resultados de la proyección de la oferta de energía primaria, la producción e importación de derivados del petróleo y de la oferta de electricidad.

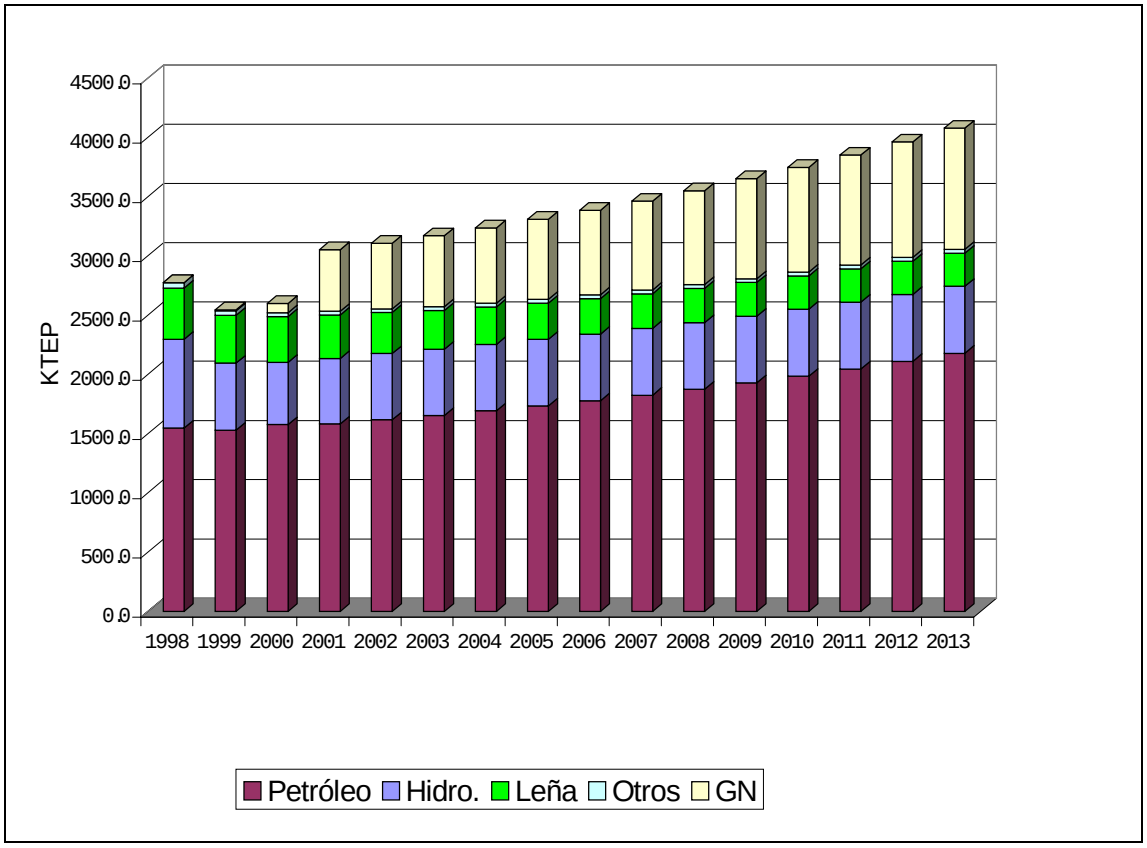
5.4.1 La oferta de energía primaria

Según se muestra en la gráfica 5.4.a, la oferta de energía primaria aumenta desde 2774.1 Ktep en 1998 a 4079.5 Ktep en 2013, a una tasa de crecimiento anual acumulativa de 2.6%.

En los primeros tres años (1998-2000) del período considerado, la principal fuente de energía primaria es el petróleo, que participa aproximadamente con el 60% del total[3]. Le siguen en importancia la hidroenergía, cuya participación varía entre 27% y 20%, y la leña, cuyo peso alcanza al 16%. El gas natural, introducido en 1999 solo para uso industrial en el litoral del país, alcanza al 3% de participación en el año 2000.

[3] Dicho guarismo es levemente inferior en 1998 porque el valor considerado para la hidroenergía, el registro histórico en dicho año, representa aportes que están por encima de la media.

Gráfica 5.4.a Proyección de la oferta de Energía Primaria



A partir del 2001, año en que se asumió comenzaría a utilizarse el gas natural para la generación de electricidad, se produce un cambio en la estructura de la oferta de energía primaria. El gas natural adquiere relevancia y pasa de un 3% a un 17%. Las restantes fuentes de energía ven reducida su participación, pasando a representar el petróleo un 52%, la hidroenergía un 18% y la leña un 12%. Al final del período, la estructura de oferta de energía primaria muestra que el gas natural representaría un 25% del total, mientras que el petróleo continuaría estable con el 53%. Por otra parte, se reduciría el peso de la hidroenergía al 14% y más aún el de leña, que pasaría a representar el 7%.

Desde que el gas se incorpora con un peso relevante en la matriz energética, la oferta de energía primaria crece al 2.4% anual (2001-2013). La fuente que registra la mayor tasa de crecimiento es el gas natural (con un valor del 5.8%) porque se trata de una fuente nueva que inicia su penetración en los diferentes sectores de la demanda, a medida que se desarrolla la red de distribución.

Entre el 2001 y el 2013, las importaciones de petróleo crecen a un ritmo del 2.7%, impulsadas por el nivel de actividad de la refinería, dependiente de la demanda de nafta automotora que no se vería afectada por la introducción de gas natural.

A diferencia de las fuentes anteriores, la hidroenergía (asociada a centrales de generación de electricidad ya existentes) se mantiene prácticamente constante debido a que ya han sido desarrollados todos los emprendimientos hidráulicos con viabilidad económica. Por otra parte, la leña decrece a una tasa del –2.3% (433 Ktep en 1998 a 273 Ktep en 2013), siendo ésta la fuente de energía primaria que recibe el mayor

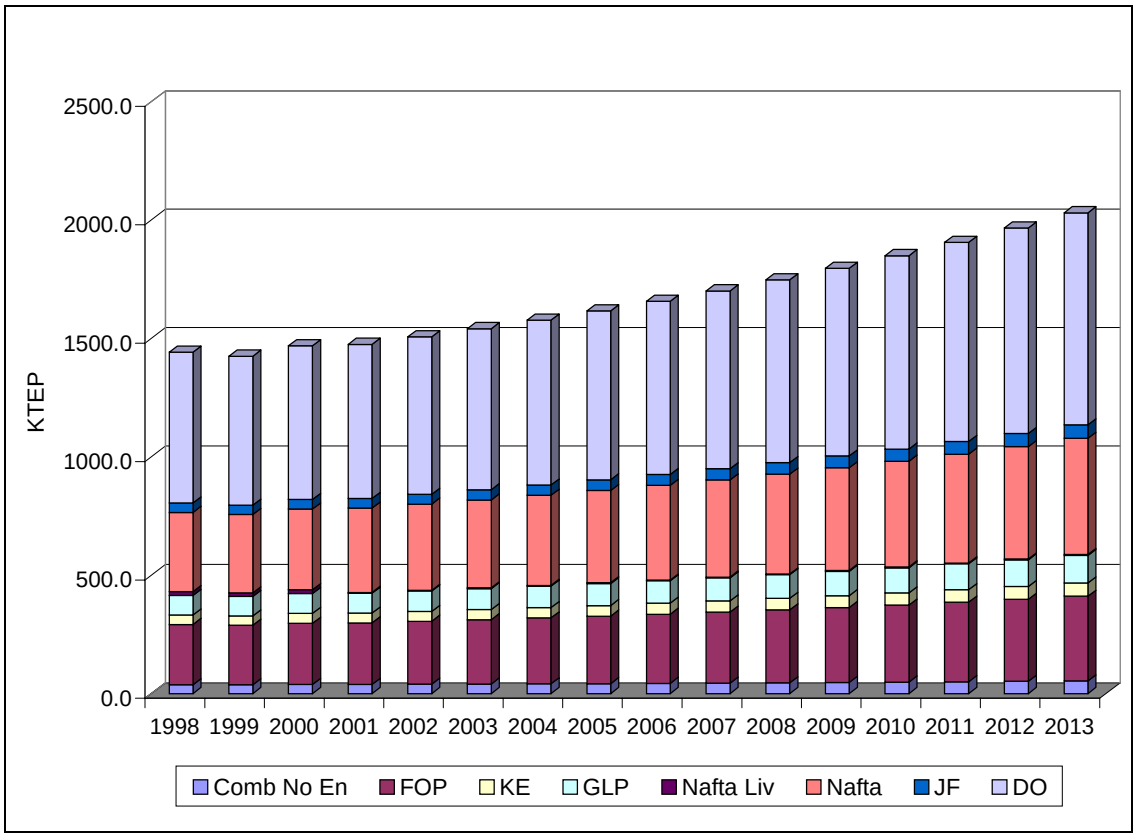
efecto de sustitución del gas natural, especialmente en aquellos usos donde existe competencia en la demanda de los sectores residencial e industrial.

5.4.2 Proyección de la producción e importación de derivados.

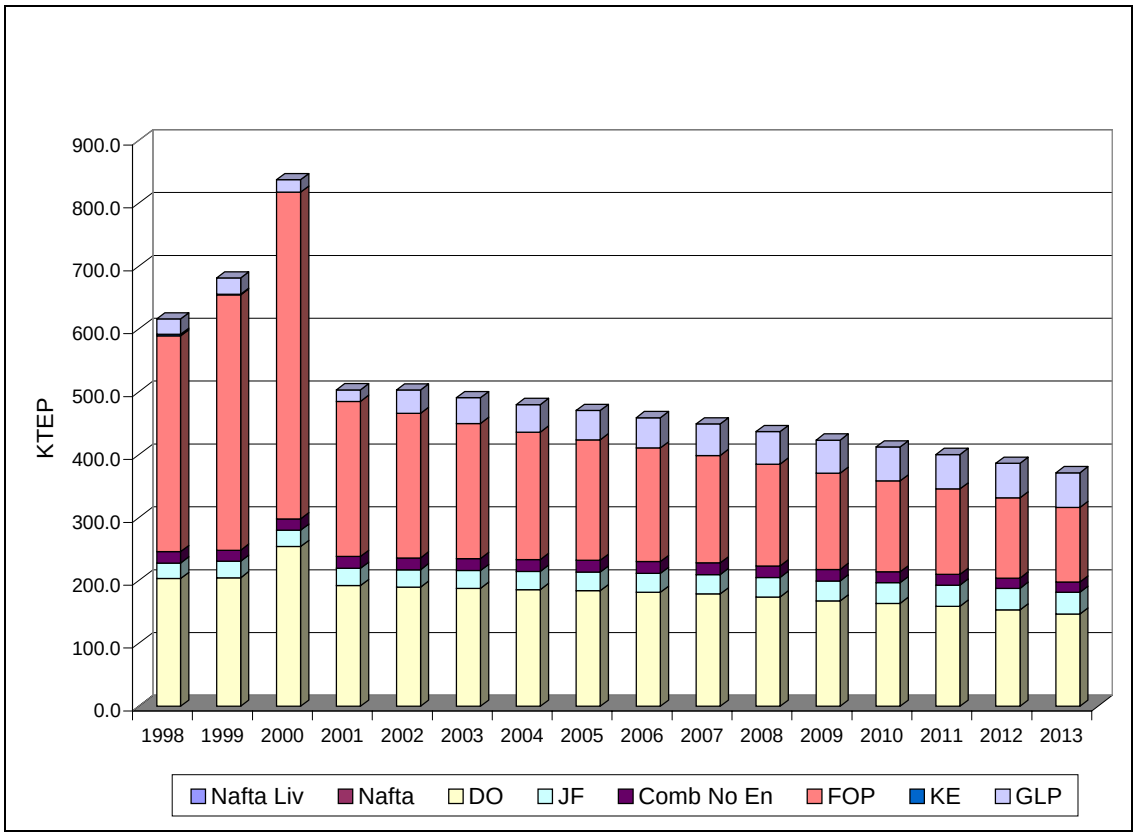
En Uruguay existe una única refinería de petróleo, ubicada en Montevideo, propiedad de la Administración Nacional de Combustibles y Portland. A los efectos del presente estudio, se ha adoptado como hipótesis que la capacidad máxima de procesamiento de la refinería es de 37.7 Kbep (miles de barriles equivalentes de petróleo) por día, hasta el 2001. En ese año se supuso un incremento del 27% de la capacidad, lo que permitiría procesar hasta 48.0 Kbep por día.

La producción total de derivados (gráfica 5.4.b) crece a una tasa del 2.3% anual (desde 1442.2 Ktep en 1998 a 2030.9 Ktep en el año 2013). La estructura de salida de la refinería se ha supuesto prácticamente constante durante todo el período. El gas oil y diesel representan el 44.1% de la salida, seguido por la nafta (24.1%), el fuel oil (17.6%) y el gas licuado de petróleo (5.7%).

Gráfica 5.4.b Proyección de la producción de derivados del petróleo



Gráfica 5.4.c Proyección de la importación de derivados del petróleo

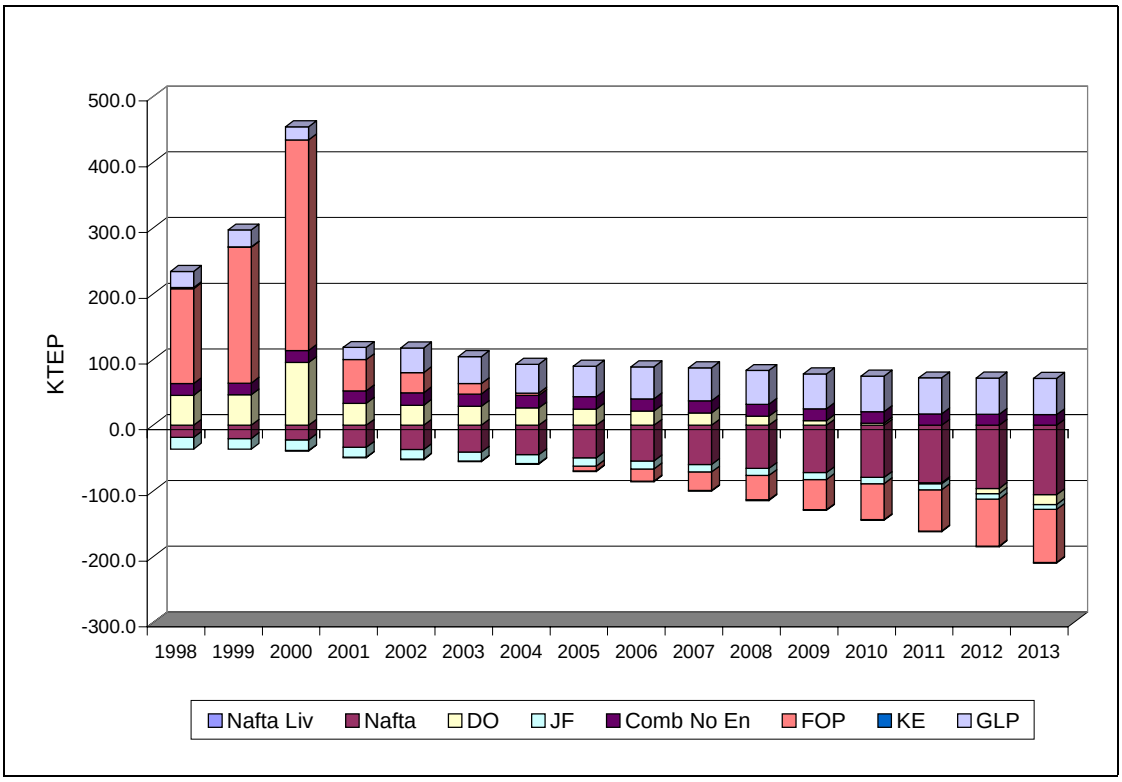


Según los supuestos adoptados en el modelo, las importaciones de derivados se efectúan para satisfacer la demanda (interna y de exportaciones) que no es cubierta con producción de la refinería. En la gráfica 5.4.c se observa que las importaciones totales crecen hasta el 2000 y luego disminuyen durante el resto del período estudiado. Ello se debe fundamentalmente a que en el 2001, la generación antes efectuada a base a fuel oil es sustituida por centrales que funcionan con gas natural. Esto ocasiona una reducción del 50% de las importaciones de fuel oil y del 40% en las importaciones totales de derivados. Posteriormente, se da una tendencia decreciente como consecuencia de la disminución de requerimientos de fuel oil en los sectores de la demanda final (básicamente) y de un leve incremento de la producción interna de refinados. Similar comportamiento presenta el diesel, aunque su disminución es más atenuada.

A diferencia de los restantes derivados las importaciones de GLP crecen en todo el período, como consecuencia de la demanda adicional de gas licuado que se generaría a partir del desarrollo de la distribución de gas de cañería.

Si bien la gráfica anterior es ilustrativa de la evolución de las importaciones totales, los niveles de importación están influenciados por los supuestos realizados sobre las exportaciones de los mismos combustibles. Por tal motivo, a los efectos de apreciar efectivamente la evolución de los requerimientos de combustible desde el exterior, resulta conveniente analizar la evolución de las importaciones netas de las exportaciones. Es así que en gráfica 5.4.d se observa que no sólo se daría una caída de las importaciones, sino que éstas serían menores a las exportaciones para el fuel oil, a partir del 2005, e incluso para el diesel en los últimos dos años.

Gráfica 5.4.d Proyección de (Importación - Exportación) de derivados



5.4.3 Proyección de la oferta de energía eléctrica y del consumo de las centrales térmicas

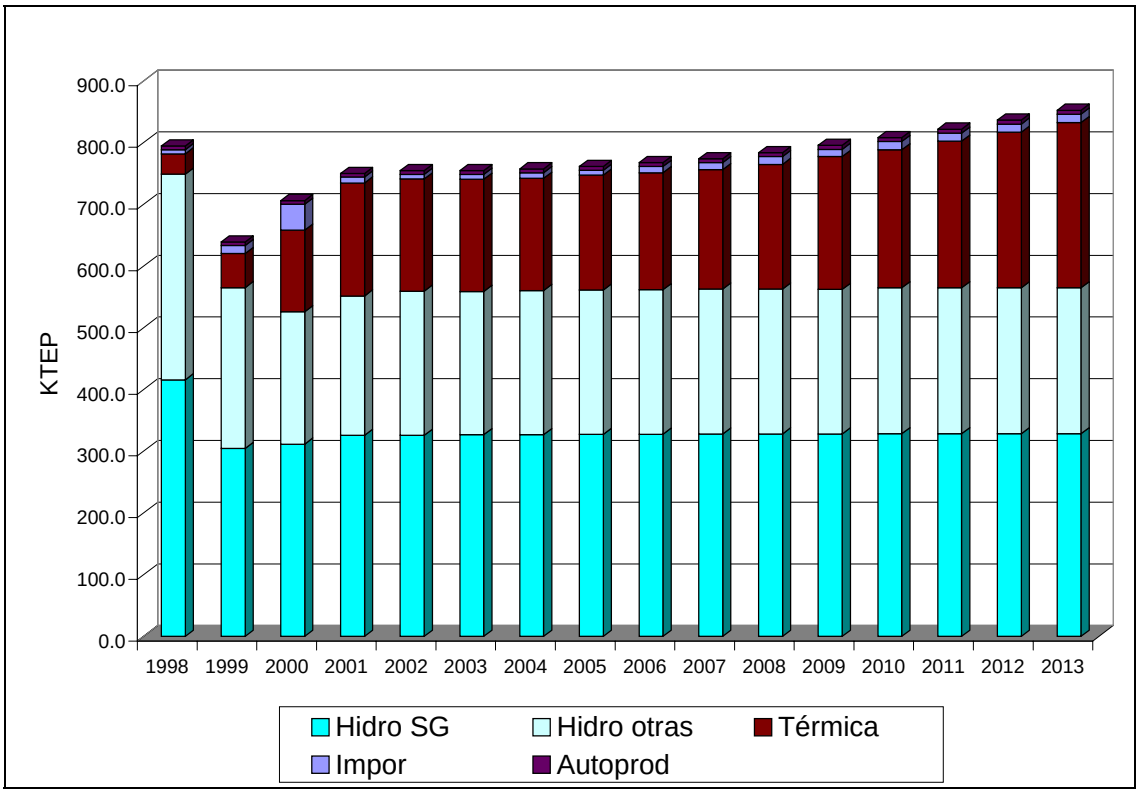
La potencia instalada en generación en 1998 es de 2115 MW, de los cuales 1534 MW corresponden a centrales hidráulicas y 581 MW a unidades de generación térmica. La central hidráulica de Salto Grande instalada sobre el Río Uruguay posee una potencia de 945 MW (el 50% correspondiente a Uruguay), y las tres centrales hidráulicas ubicadas sobre el Río Negro totalizan 589 MW. Las centrales de generación térmica (563 MW) se ubican en la zona donde se concentra la mayor carga de la demanda (en Montevideo). Existen 18 MW de capacidad instalada correspondiente a grupos de generación diesel (autónomos).

Si bien la potencia instalada en generación supera la actual carga máxima de la demanda, el hecho de que el 73% de la potencia instalada corresponda a centrales hidráulicas le otorga al sistema de generación un alto grado de aleatoriedad, altamente dependiente de las condiciones climáticas. Por este motivo el respaldo térmico juega un rol importante para suplir los déficit en períodos de bajos aportes hidráulicos. La expansión futura del sistema de generación se basará fundamentalmente en centrales térmicas, máxime teniendo en cuenta que se han explotado todos los aprovechamientos de generación hidráulica viables en el país. Hasta el presente la generación térmica se ha realizado sobre la base de fuel oil y diesel, sin embargo las próximas centrales tendrán como principal insumo el gas natural.

En el presente estudio se ha adoptado como supuesto que, del parque térmico actual, dos unidades a fuel oil (unidades 5º y 6º de la Central Batlle) y la Central Térmica de Respaldo que actualmente utiliza diesel, serán reconvertidas para poder utilizar gas natural. Asimismo se supone que en el año 2001 se incorpora una central de ciclo combinado a gas natural que adicionaría 360 MW a la capacidad instalada. En los

años posteriores (en la medida que la demanda lo requiera) se adicionarían Turbinas de Gas de 120 MW.

Gráfica 5.4.e Proyección de la generación e importación de electricidad



En la gráfica 5.4.e se presenta la proyección de generación de electricidad e importaciones. La información para los años 1998 y 1999 se procesó a partir de datos de la realidad. En el año 1998 se registró un alto aporte hidráulico (94% de la generación fue hidráulica), cuyos excedentes se canalizaron como exportaciones a Argentina. En cambio, en 1999 se registraría una generación hidráulica menor, en el entorno del valor medio esperado.

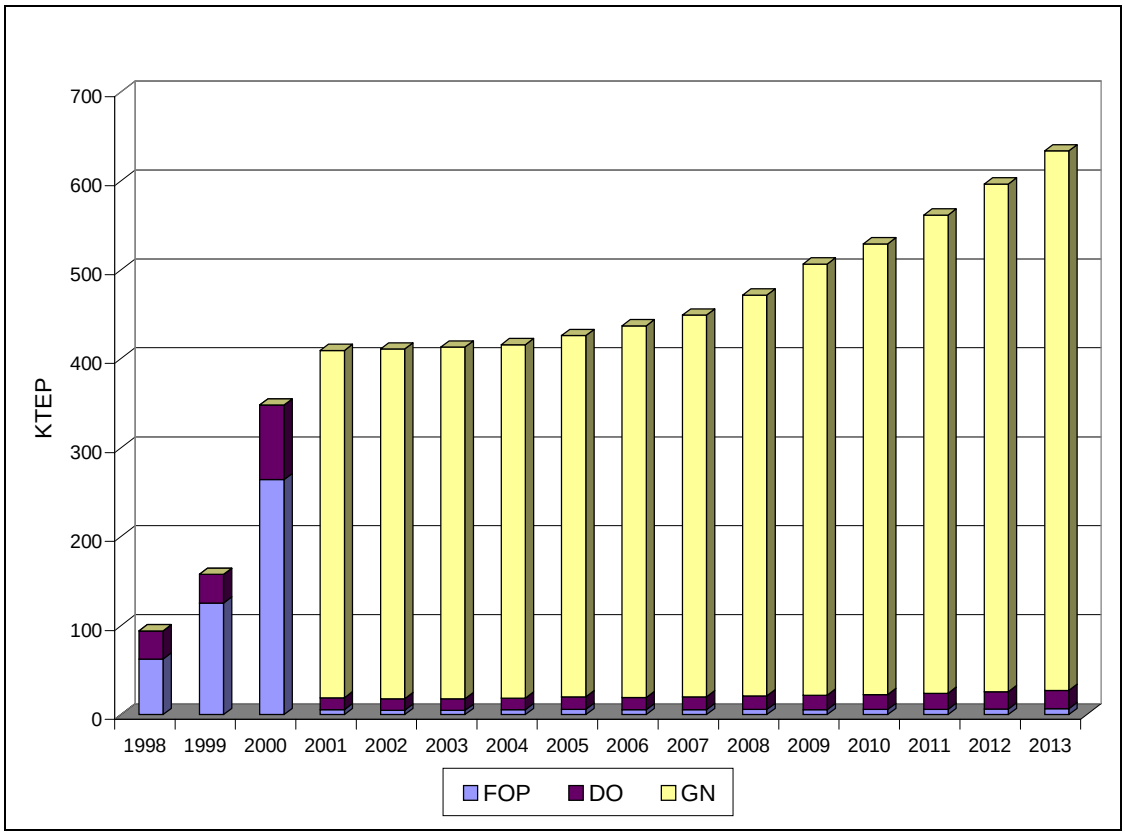
Un elemento adicional, que explica el bajo nivel de generación térmica en 1999 y su recuperación en el 2000 y 2001 (0 Ktep en 1999, 50 Ktep en 2000 y 84 Ktep en 2001) son las hipótesis de exportación. Por otra parte, se asumió que en el 2000 se concretarían importaciones desde Argentina, las cuales caerían una vez que las unidades a gas natural comiencen a funcionar en el 2001.

Para el resto del período se proyectaron exportaciones con tendencia decreciente (bajando a 40 Ktep en el 2013) que fueron más que compensadas por el incremento de la demanda interna de electricidad. Según los resultados obtenidos, la proyección de la oferta de electricidad (generación + importaciones) crece a la tasa anual del 1.1% en el período 2001 a 2013. El aumento se da básicamente en la generación térmica (3.2% anual), que de representar el 24% en el 2001, pasa a ser 31% en el año 2013. También incrementa la participación de las importaciones (de 1% a 2%), mientras que la generación hidráulica reduce su participación del 73% al 67%.

En la gráfica 5.4.f se presenta el consumo de energía de las centrales térmicas. En la misma se observa el cambio radical que se produce en la estructura de fuentes de generación térmica, a partir de que se asume la disponibilidad del gas natural para tal

fin en el año 2001.

Gráfica 5.4.f Proyección del consumo intermedio para generación térmica



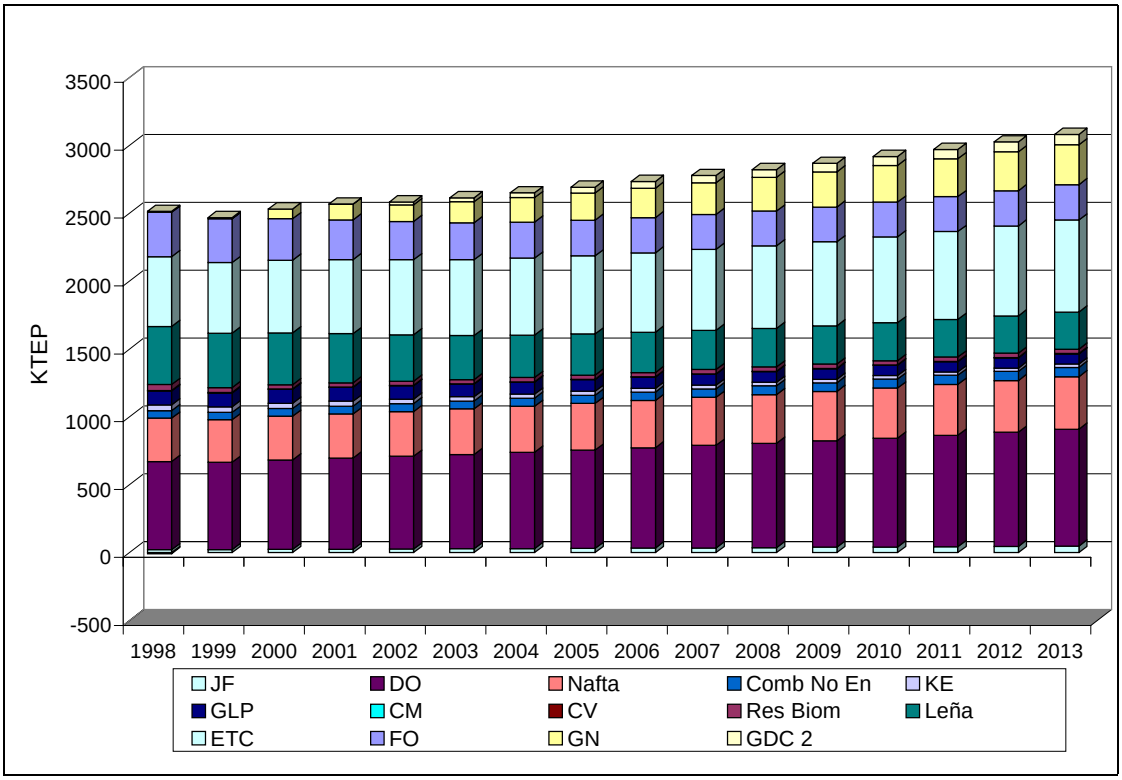
5.5 Resultados de la proyección del consumo final de energía en el escenario de referencia

5.5.1 Proyección del consumo final de energía por fuentes

En la gráfica 5.5.a se aprecia la proyección de la evolución del consumo final de energía entre 1998 y 2013. El consumo total crecería a una tasa anual de 1.5%, pasando de 2519 Ktep a 3165 Ktep. De los combustibles que ya eran utilizados en Uruguay en 1998, sólo la electricidad crece a una tasa mayor que el promedio (1.8%), mientras que el conjunto de los derivados del petróleo lo hacen al 1.1%. Por el contrario, la leña continuaría con su tendencia decreciente (-2.9%) acentuada ahora por la competencia del gas natural. El nuevo combustible, que no registra valores en 1998, crece a partir del tercer año de incorporado y hasta el final del período (2001-2013) a una tasa anual del 10%[4].

[4] Considerando el período 1999-2013, la tasa anual de crecimiento es del 31%, lo cual se explica porque el inicio de ese período coincide con la introducción del gas natural y con un primer año de consumo muy bajo. Este resultado repercutirá en el momento de calcular las tasas de crecimiento de emisiones de contaminantes que adquieran relevancia sólo con la presencia del gas natural (caso del metano).

Gráfica 5.5.a Proyección del consumo final de energía por fuentes



En el cuadro siguiente se aprecia el cambio de estructura en el consumo final de energía por fuentes que, según los resultados proyectados, se produciría en los próximos quince años. Por un lado, el gas natural pasaría a representar un 12% del total. Por otra parte, la electricidad mantendría su participación prácticamente sin cambios (de 20% a 21%), lo que representa una modificación respecto a la tendencia de los últimos quince años (1982-1997) cuando había ganado 6 puntos porcentuales de participación.

Cuadro 5.5.a Consumo final de energía por fuente.

	Derivados del petróleo	Electricidad	Leña/carbón Vegetal	Gas natural	Otros	Total
1998 (Ktep)	1474	515	431	0	100	2519
2013 (Ktep)	1739	677	277	370	101	3165
Participación en el consumo						
1998	0.59	0.20	0.17	0.00	0.04	
2013	0.55	0.21	0.09	0.12	0.03	
Tasa de crecimiento anual acumulativa						
1998-2013	1.1	1.8	-2.9		0.1	1.5

Los derivados del petróleo verían reducida su participación porcentual en 4 puntos desde 59% a 55%. Este último valor es similar al registrado a finales de la segunda mitad de la década de los 80 y principios de los 90. A nivel de productos el resultado difiere en función del grado de competencia que ejerce el gas natural. Por ejemplo, el consumo de nafta y diesel asociados al transporte, mantienen su participación en el consumo final durante todo el período con un peso relativo del 39%. Mientras que la caída más importante se da en el consumo de fuel oil que reduce su participación en el consumo final de energía en 4 puntos porcentuales.

La leña, cuya participación en el pasado comenzó a reducirse desde el año 1990, acentúa su pérdida de peso casi en un 50%, ya que pasa de representar un 17% en 1998 al 9% al final del período.

5.5.2 Proyección del consumo final de energía por sectores

Si bien la proyección del consumo final de energía por sectores aparece relativamente estable en su estructura (gráfica 5.5.b), se producen leves modificaciones. Según lo indica el cuadro, los sectores residencial e industrial reducirían su participación en 2 y 3 puntos porcentuales, respectivamente, durante el período de estudio. Por otra parte los sectores comercial, agric.-pesca y transporte ganarían, en forma respectiva, 2, 3 y 1 puntos porcentuales. A diferencia del consumo por fuentes, la estructura proyectada por sectores evoluciona en el mismo sentido que durante la última década.

Cuadro 5.5.b Consumo final de energía por sector.

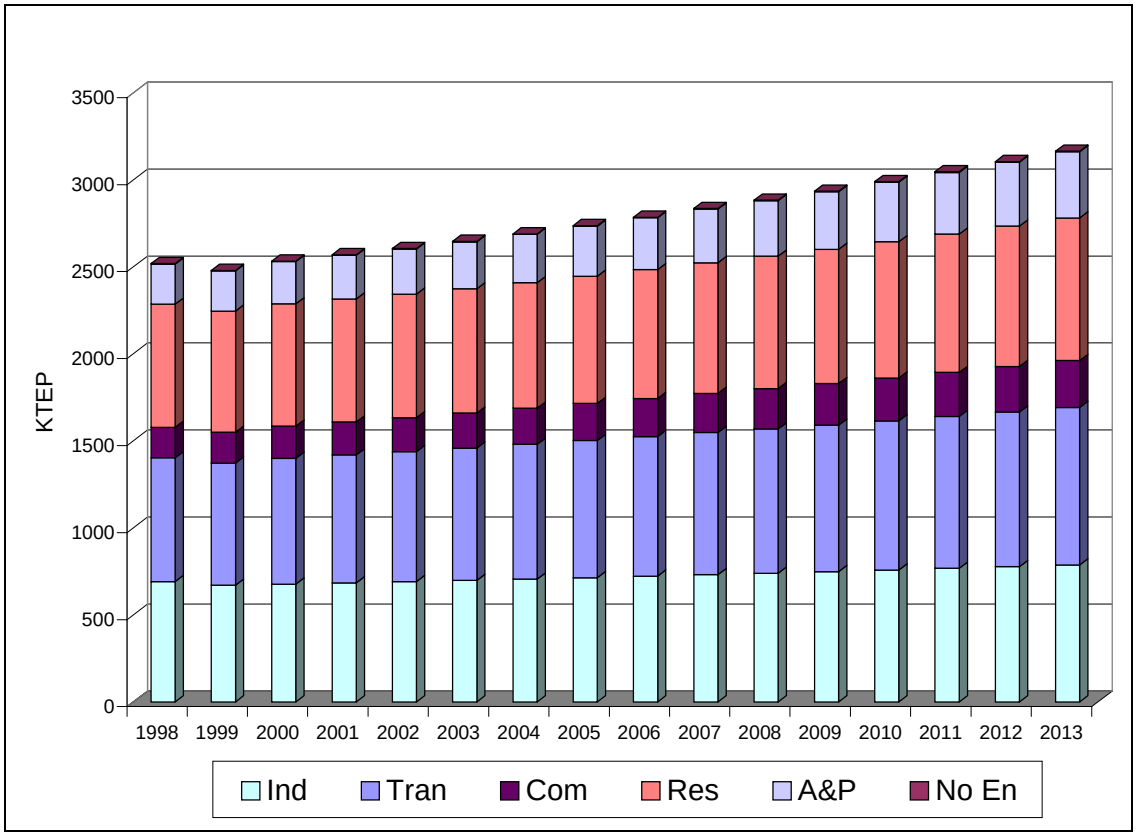
	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte	Agric.-Pesca	Total
1998 (Ktep)	707	176	694	712	230	2519
2013 (Ktep)	819	270	790	906	380	3165
Participación en el consumo						
1998	0.28	0.07	0.28	0.28	0.09	
2013	0.26	0.09	0.25	0.29	0.12	
Tasa de crecimiento anual acumulativa						
1998-2013	1.0	2.9	0.9	1.6	3.4	1.5

Por otra parte, se muestra observa que los consumos de los sectores comercial y agricultura-pesca poseen el mayor dinamismo, creciendo al 2.9% y 3.4%, respectivamente. Le sigue el sector transporte a un ritmo de 1.6%. Finalmente, los sectores residencial e industrial registran tasas de crecimiento en el entorno del 1%.

Las diferencias en el patrón de crecimiento del consumo final sectorial se explican por el comportamiento de la demanda, donde influyen la evolución de los PBI sectoriales (en el caso de los sectores de actividad económica) y de la población, la elasticidad al PBI sectorial o al ingreso y las tasas de crecimiento autónomas. Esos conceptos fueron expuestos en forma resumida en las secciones 5.2 y 5.3.

También influye en ese cambio, la sustitución desde procesos (y fuentes de energía) menos eficientes hacia otros más eficientes. Este fenómeno se puede apreciar en los resultados de los sectores industrial y residencial, donde se realizó un análisis detallado en términos de energía útil/final.

Gráfica 5.5.b Proyección del consumo final de energía por sectores

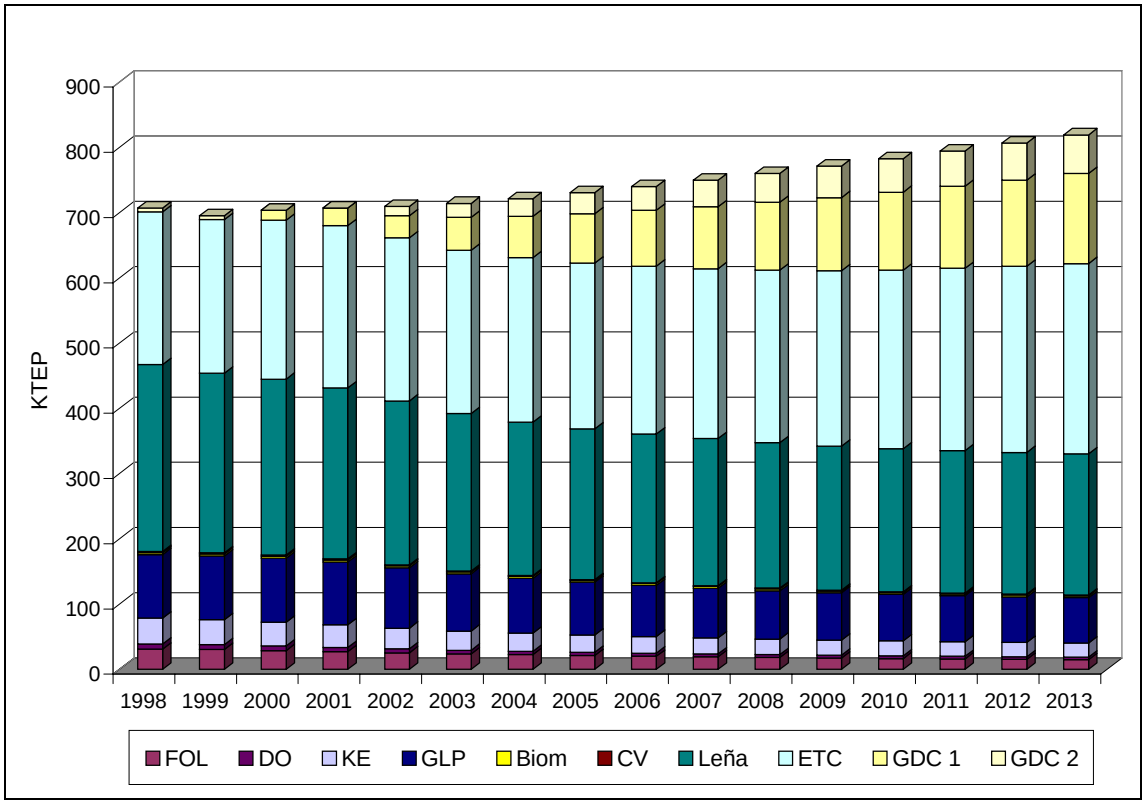


5.5.3 Proyección del consumo final de energía del sector Residencial

De acuerdo con las proyecciones del escenario de referencia, el consumo final del sector Residencial crece a una tasa acumulativa anual del 1% en el período estudiado, evolucionando desde 707.2 Ktep (1998) a 819.1 Ktep (2013).

Tal como se muestra en la gráfica 5.5.c, el gas distribuido por cañería evoluciona en forma creciente (debido a la expansión de la red y al proceso de sustitución por otras fuentes) aumentando su participación en la estructura de consumo final desde el 1%, en 1998, hasta un 24% al final del período. De acuerdo con los resultados obtenidos, de ese total, un 17% correspondería a gas natural (GDC1) y el restante 7% a propano (GDC2), vinculados a dos sistemas independientes de distribución de gas. El primero estaría conectado a los gasoductos que transportan el gas natural desde Argentina y el segundo sería un conjunto de redes aisladas en localidades distantes del sistema principal.

Gráfica 5.5.c Proyección del consumo final de energía del sector Residencial



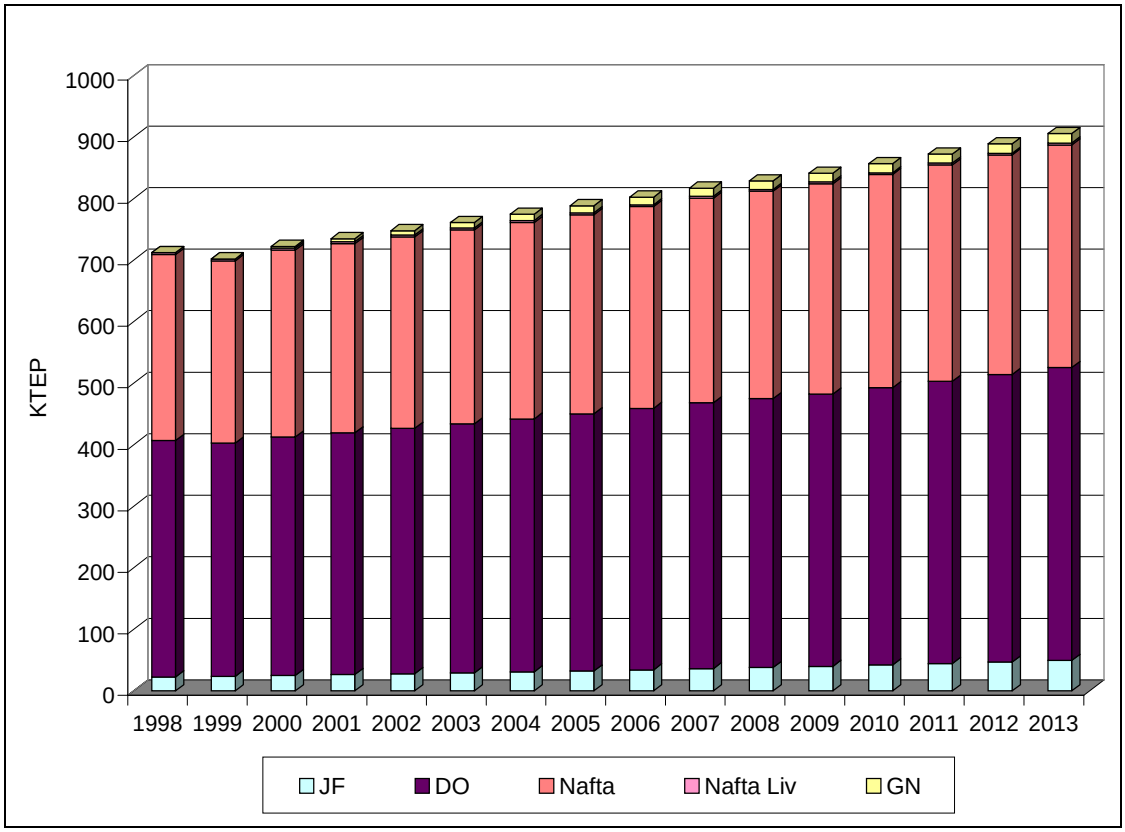
La otra fuente que ve aumentada su participación en el consumo total es la electricidad (del 33% al 36%). El resto de las fuentes presentan tasas de crecimiento negativas. En especial, la leña decrece al -1.8% anual, reduciendo su participación desde el 41% (1998) a un 26% (2013). Los derivados del petróleo (FOL, KE y GLP) también decrecen pasando de un 24% de participación inicial a un 14% al final del período.

5.5.4 Proyección del consumo final de energía del sector Transporte

El consumo final de energía del sector transporte (gráfica 5.5.d) evoluciona a una tasa anual de 1.6% (702 Ktep en 1998 a 906 Ktep en 2013) en el escenario de referencia. Se ha proyectado una penetración restringida del gas natural, en el transporte público de Montevideo, con lo cual su participación en el total del consumo final del sector llega apenas al 1% en el año 2013. Por otra parte, el peso relativo de los restantes combustibles no registran modificaciones sustanciales a lo largo del período proyectado como se puede apreciar: nafta 42% a 41%, diesel 54% a 53% y jet fuel 3% a 4%.

De las diferentes categorías representadas en el sector transporte, los autos y motos privados representan aproximadamente el 50% del consumo final total del sector. En ese grupo, la nafta reduce su participación (83% en 1998 a 80% en 2013) a instancias de un incremento en la participación del diesel (de 17% a 20%).

Gráfica 5.5.d Proyección del consumo final de energía del sector Transporte



En lo que respecta a la introducción del gas natural en el transporte público de Montevideo, su participación alcanza el 7% en el año 2005 y luego se estabiliza en el 9% a partir del año 2010.

5.5.5 Proyección del consumo final de energía del sector Industrial

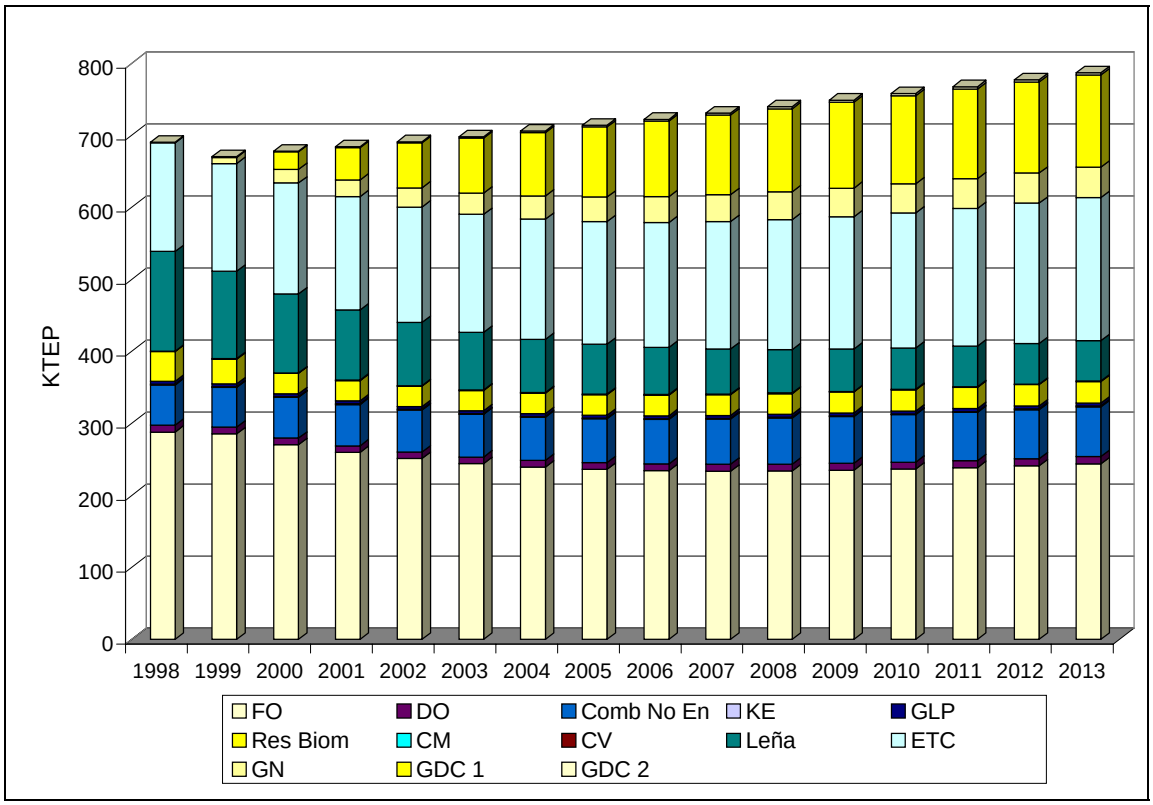
El consumo final de energía del sector industrial (gráfico 5.5.e) crece a una tasa anual del 0.9% (691 Ktep en 1998 a 787 Ktep en 2013), siendo este el menor guarismo comparado con el ritmo de crecimiento del consumo de los restantes sectores de demanda definidos en el estudio.

De acuerdo con lo que se muestra en la gráfica, se produce un cambio en la estructura de consumo debido a la penetración del gas natural (suma de GN y GDC1 en la gráfica) que llega a tener una participación del 22% al final del período.

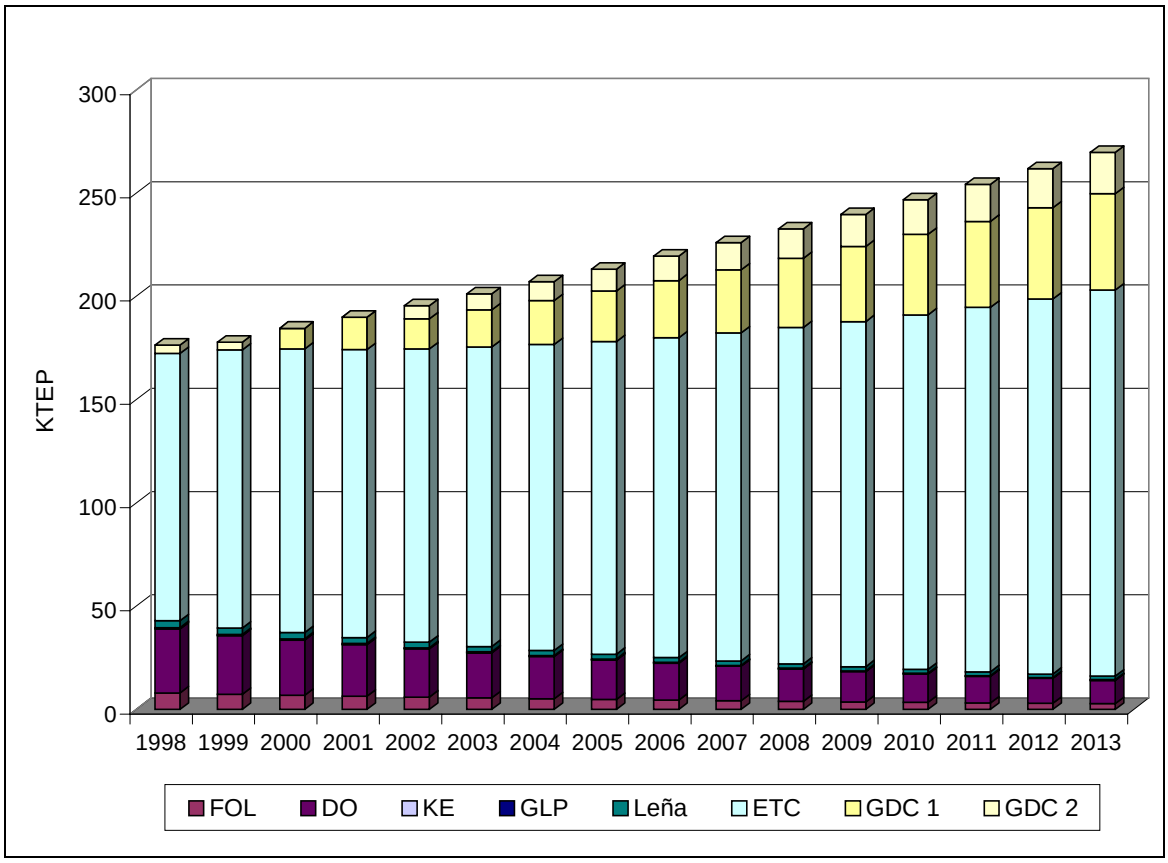
El fuel oil se mantiene como el combustible más relevante a lo largo del período. No obstante, decrece a un ritmo del –0.8% anual y su participación se reduce desde el 42% (1998) hasta un 31% (2013). El consumo de leña continúa su tendencia decreciente, acentuada ahora por la sustitución del nuevo combustible, disminuyendo a un ritmo de –5.8 anual. Es así que ve reducida su participación desde el 18% (1998) hasta el 7% (2013).

A diferencia de las restantes fuentes de energía tradicionales del sector, la electricidad aumenta su participación desde el 22% al 25%, creciendo a una tasa anual del 1.8%.

Gráfica 5.5.e Proyección del consumo final de energía del sector Industrial



Gráfica 5.5.f Proyección del consumo final de energía del sector Comercial



5.5.6 Proyección del consumo final de energía del sector Comercial

El consumo final de energía del sector comercial (o servicios excluido el transporte), crece a una tasa anual del 2.9% (176 Ktep en 1998 a 270 Ktep en 2013). Ver gráfica 5.5.f..

La electricidad, principal fuente de energía utilizada en el sector comercial, crece a una tasa anual del 2.5%. No obstante, su participación relativa en el total se ve reducida desde el 73% (1998) hasta un 69% (2013).

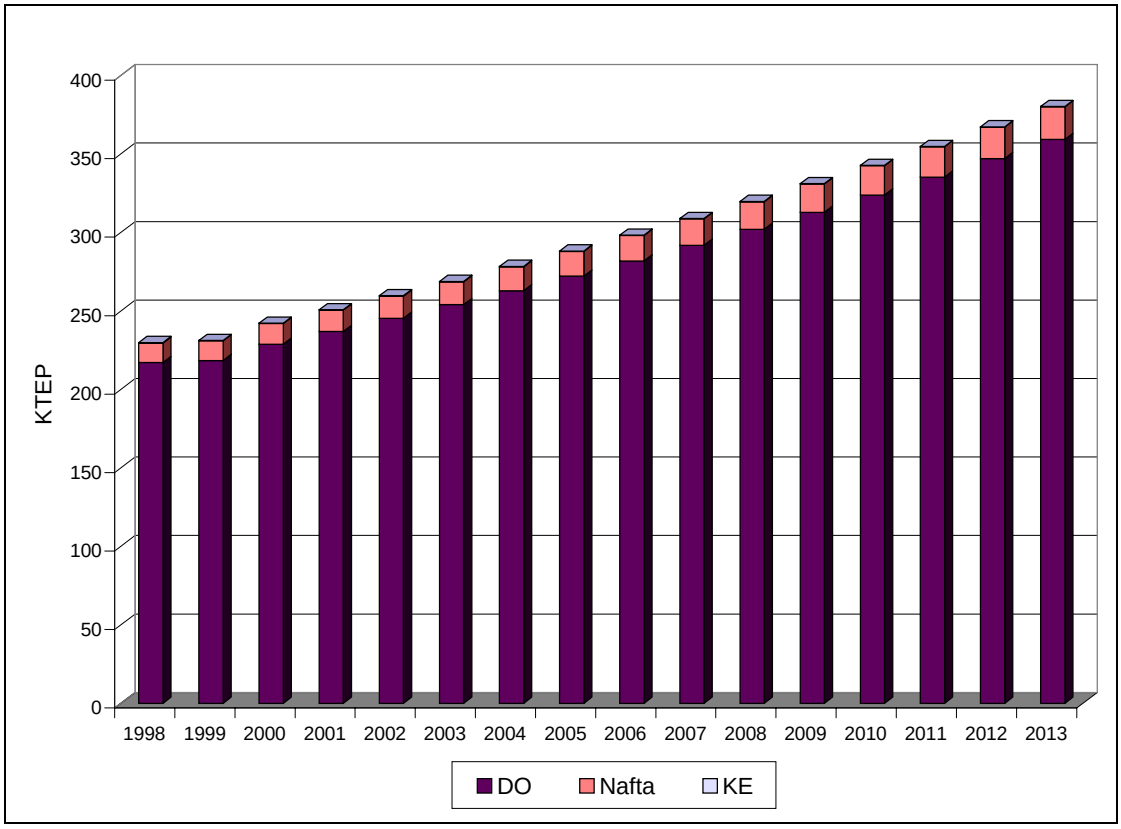
El consumo del gas distribuido por cañería llega a representar al final del período casi la cuarta parte del consumo total (24%), correspondiendo un 17% a gas natural (GDC1) y un 7% a propano distribuido por red (GDC2).

Por otra parte, se destaca la reducción del diesel, cuya participación desciende desde el 18% (1998) hasta apenas un 4% (2013), siendo la fuente que recibe el mayor efecto de sustitución como consecuencia de la introducción de gas natural, en el sector comercial.

5.5.7 Proyección del consumo final de energía del sector Agro-Pesca

El consumo final del sector Agro-Pesca (gráfica 5.5.g) crece a un ritmo del 3.4% anual. La estructura se mantiene constante durante todo el período de simulación, siendo el diesel el principal combustible con el 94% de participación, seguido de la nafta con el 5%.

Gráfica 5.5.g Proyección del consumo final de energía del sector Agric-Pesca



5.6 Los efectos de la introducción del gas natural sobre las proyecciones de oferta y consumo de energía

Teniendo en cuenta que uno de los objetivos del estudio es evaluar el efecto de la introducción de gas natural en la matriz energética sobre la emisión de gases efecto invernadero, se desarrolló un escenario alternativo que solo difiere del escenario de referencia en aquellos temas específicos vinculados a la disponibilidad o no de gas natural. El resto de las hipótesis (como por ejemplo el crecimiento de la demanda) se mantuvieron sin modificaciones sustanciales.

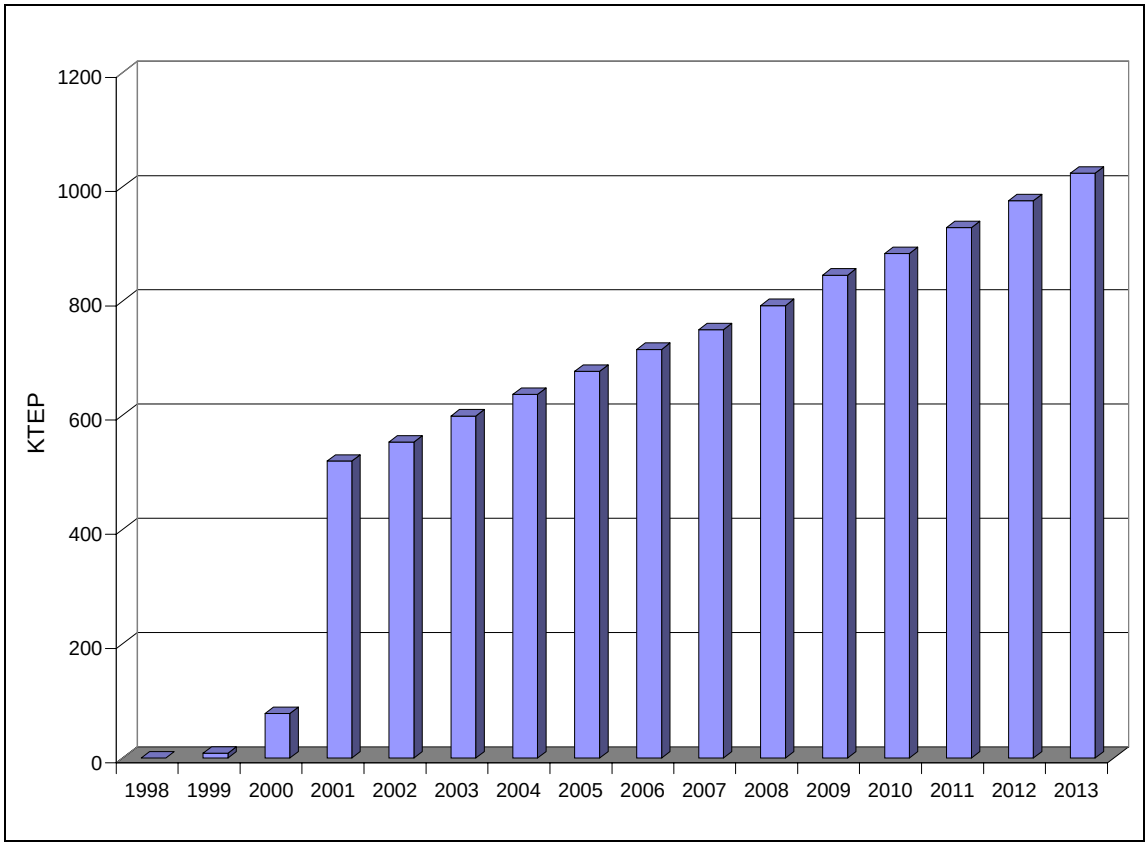
5.6.1 Los cambios en la oferta como consecuencia de la incorporación del gas natural

En la sección 5.4 se analizaron los principales resultados relacionados con la proyección de la oferta de energía en el escenario de referencia, realizando una evaluación de cómo cambiaría la situación entre el inicio y el final del período para ese escenario.

Cambiando de enfoque, a continuación se presentarán los resultados más relevantes que se obtuvieron de comparar dos escenarios "diferentes":

- el escenario alternativo sin gas natural
- el escenario de referencia con gas natural

Gráfica 5.6.a Proyección de las importaciones de gas natural

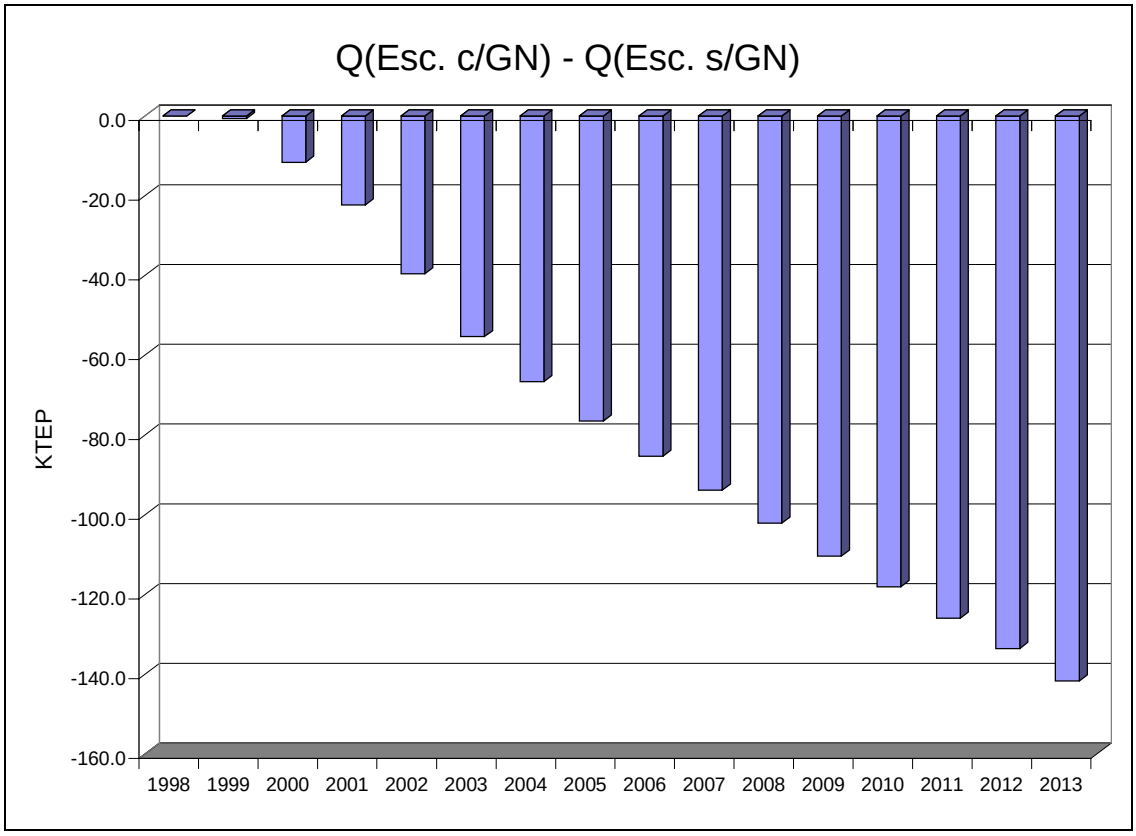


En primer lugar, la principal alteración que se produce en la oferta de energía primaria es la incorporación de la nueva fuente de energía (gráfica 5.6.a): el gas natural. En el

año 1999 se importa un reducido volumen de gas natural destinado al sector industrial en el litoral del país. Recién en el año 2001, cuando se inicia la generación de electricidad con gas natural, adquieren relevancia las importaciones y superan los 500 Ktep (17% del total de energía primaria). Al cabo de doce años esa cifra se duplica (1024 Ktep) y el gas natural pasa a ocupar el segundo lugar, después del petróleo, como fuente de energía primaria (25% de la oferta primaria).

Respecto de los recursos primarios que ya se utilizan en el país, la producción de leña con destino energético es la fuente que recibe el mayor impacto de sustitución (gráfica 5.6.b) teniendo en cuenta las hipótesis de modelado. De no haber existido gas natural se habrían destinado 420 Ktep de leña para uso energético, en el año 2013 (valor muy similar al del inicio del período) con lo cual la producción de este recurso se habría mantenido estable. En cambio, en el escenario de referencia, en el año 2013, la proyección del consumo de leña es de 278 Ktep, habiéndose producido una reducción sustancial de 142 Ktep (equivalente al 33% del consumo en el escenario sin gas).

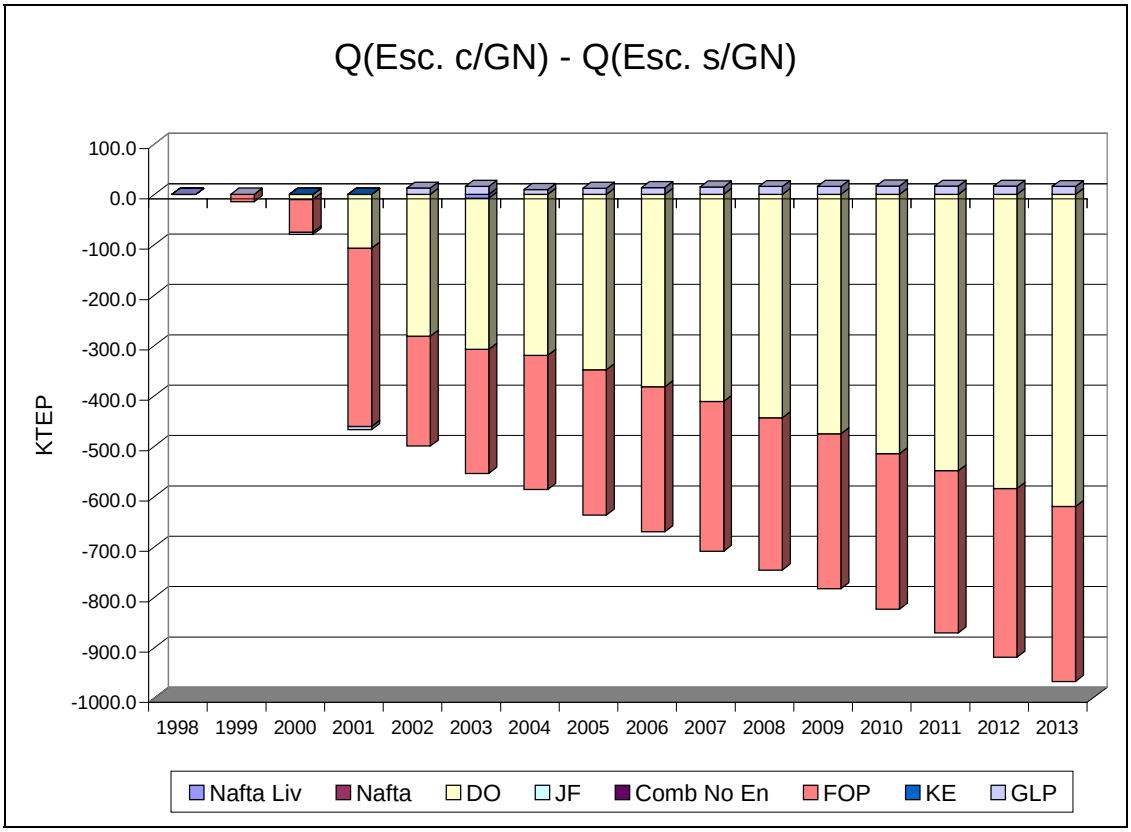
Gráfica 5.6.b Proyección de los cambios en la leña para uso energético.



Las restantes fuentes primarias (hidroenergía y petróleo) no registraron diferencias sustanciales entre los dos escenarios. Esto se explica básicamente porque la energía hidráulica está en función de los aportes hidrológicos y, a lo sumo, se da una leve modificación en el despacho de las centrales hidráulicas como consecuencia de contar con respaldo en gas natural. En lo que respecta al petróleo, sus importaciones dependen del nivel de actividad de la refinería, que a su vez está dimensionada por el consumo de nafta, combustible que prácticamente no es competitivo con el gas natural. Esto explica que no existan diferencias en las importaciones de pertróleo entre los dos escenarios.

En la gráfica 5.6.c se presenta la comparación de las importaciones de derivados del petróleo, y se observa una reducción sustancial de 500 Ktep en el año 2001 como consecuencia de la sustitución de combustibles en la generación térmica de electricidad. Hacia el final del período la disminución llega a 1000 Ktep para el gas oil y el fuel oil en conjunto. Sin duda que es en este segmento de la oferta donde se dan los mayores cambios. La disminución de las importaciones de gas oil sería de 619 Ktep, en el año 2013, lo que representó una caída del 80%: 766 Ktep en el escenario sin gas frente a 147 Ktep en el escenario de referencia. Las importaciones al final del período, en el escenario alternativo, alcanzaban un valor casi equivalente a la producción de la refinería. Como se verá a continuación, la explicación de este fenómeno se debe a que en el escenario alternativo la generación térmica se realizaría en centrales que utilizan diesel predominantemente.

Gráfica 5.6.c Proyección de los cambios en la importación de derivados



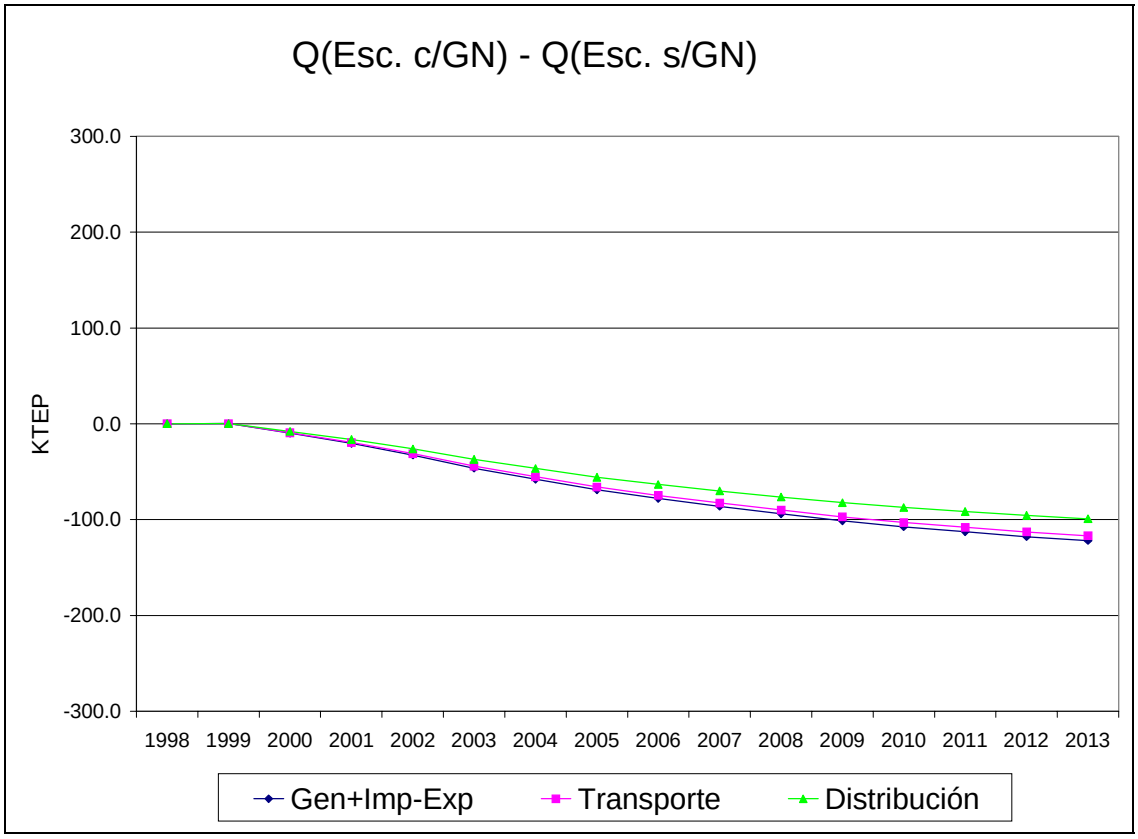
En el caso del fuel oil la reducción de 347 Ktep, en el año 2013, representa un 75% de las importaciones que se habrían dado en el escenario alternativo (466 Ktep). En este caso la reducción se debió tanto a un menor consumo en el sector industrial como en la generación térmica.

En la gráfica 5.6.c se observa un incremento pequeño en las importaciones de gas licuado, que alcanza un máximo de 16.2 Ktep en el año 2010. Este fenómeno se debe a que, en el escenario de referencia, se ha considerado el desarrollo de sistemas aislados de distribución de GLP por cañería (en principio propano) para las localidades alejadas del gasoducto principal. Esta nueva demanda, mayor en términos absolutos a la reducción del consumo de GLP en garrafas (mezcla de propano y butano), ocasiona un incremento neto en el consumo de GLP que debe ser abastecido en parte con un incremento de las importaciones.

El impacto sobre la electricidad se presenta en la gráfica 5.6.d, donde se observa una reducción de la oferta disponible para el mercado interno de electricidad (entendida como la generación doméstica + importaciones – exportaciones). Esta reducción sería mayor de no ser por hecho de que, en el escenario de referencia, el precio de la electricidad se reduce como consecuencia de que el costo de la generación térmica es inferior si se utiliza gas natural en lugar de diesel (como en el escenario alternativo).

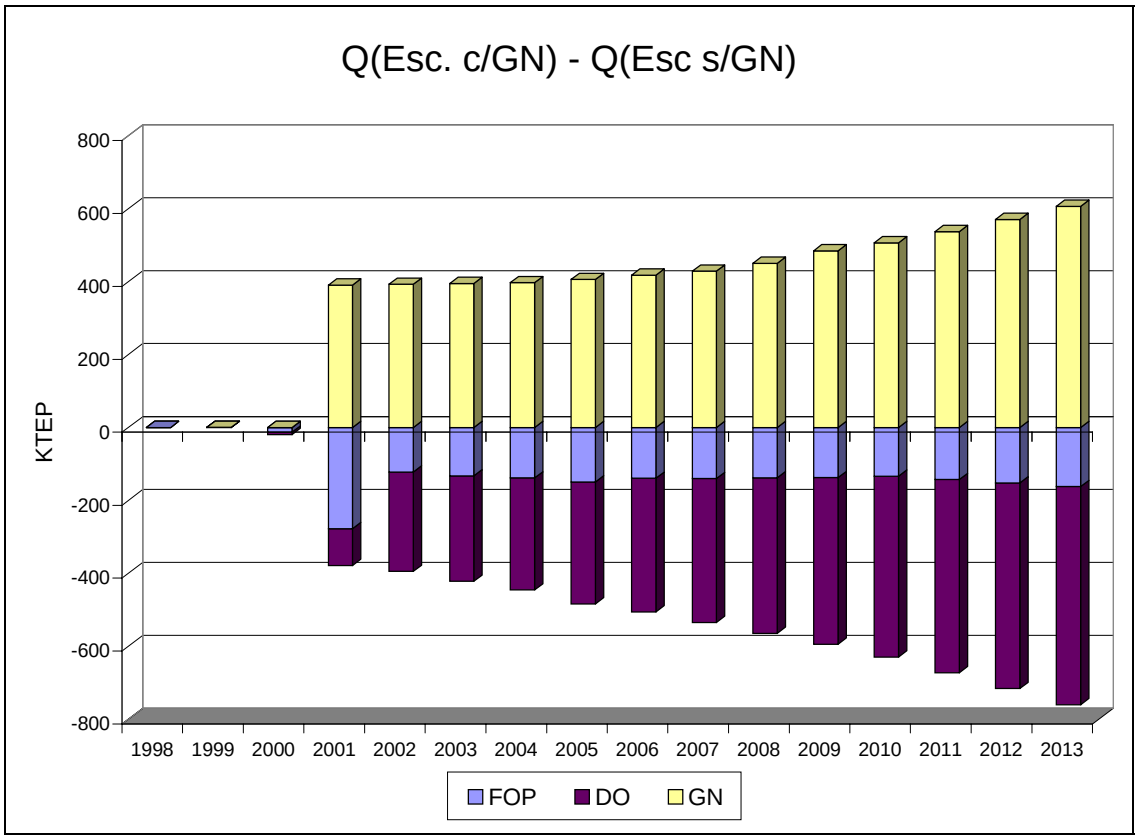
La diferencia de la oferta interna de electricidad proyectada para el año 2013, entre los dos escenarios, es de 122 Ktep. Esta cifra significa una caída del 13% respecto del escenario alternativo, donde se llegaba a 927 Ktep.

Gráfica 5.6.d Proyección de los cambios en la oferta interna de electricidad



En la gráfica 5.6.e se proyectan las diferencias que se obtuvieron para el consumo de energía con destino a generación térmica, donde desde el año 2001 el gas natural pasó a ser la fuente de generación térmica preponderante. Esta nueva fuente representaría aproximadamente el 95% del consumo de combustible con destino a generación durante el período 2001-2013.

Gráfica 5.6.e Proyección del cambio en la generación térmica



La sustitución de fuentes en la generación térmica explica en gran medida la reducción de las importaciones de derivados del petróleo, y el rápido incremento de las de gas natural.

5.6.2 Los cambios en el consumo de energía como consecuencia de la incorporación del gas natural

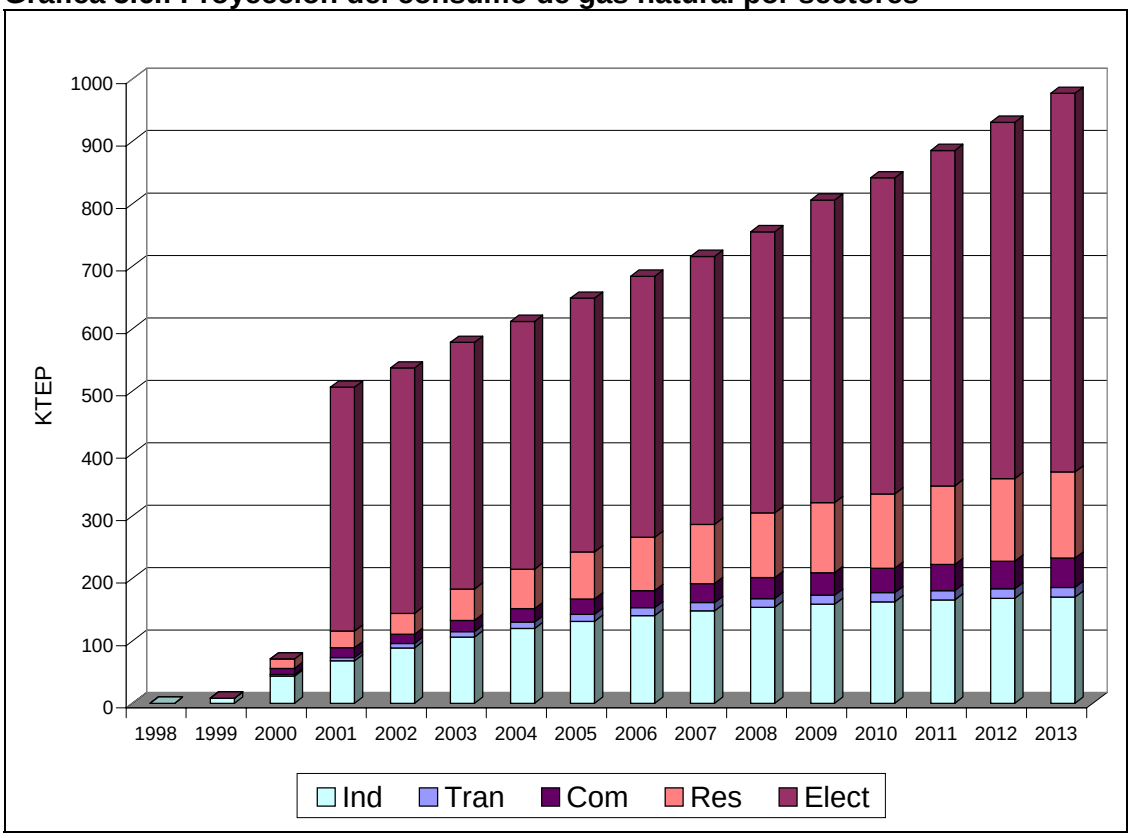
Como se muestra en la figura 5.6.f el consumo total proyectado de gas natural en los años 1999 y 2000 resultaría poco significativo. Recién a partir del 2001, año en que se supuso comenzaría a utilizarse en el sector eléctrico, esta nueva fuente adquiere relevancia.

Cuadro 5.6.a Estructura del consumo total de gas por sectores.

	2001	2005	2010	2013
Residencial	0.05	0.12	0.14	0.14
Comercial	0.03	0.04	0.05	0.05
Industrial	0.13	0.20	0.19	0.17
Transporte	0.01	0.02	0.02	0.02
Eléctrico	0.77	0.63	0.60	0.62

De acuerdo con los resultados proyectados, el sector eléctrico es el mayor consumidor de gas natural. Al comienzo participa con un 77% del total (ver cuadro),. posteriormente entre 2001 y 2007 su participación decrece paulatinamente, debido a que el consumo de los restantes sectores aumenta a un mayor ritmo. Desde el 2007 al 2010 permanece con un 60% de participación, pero luego crece hasta llegar al 62% en el 2013.

Gráfica 5.6.f Proyección del consumo de gas natural por sectores



En lo que respecta a los sectores de demanda final de energía, el consumo de la industria es el más relevante. No obstante, su participación decrece a medida que los restantes sectores aumentan su consumo. En el año 1999, la industria es el único sector que accede al gas natural. Entre 2001 y 2005 su participación declina, pero siempre resulta ser superior al 50% en el consumo final. Finalmente, en el año 2013, consume el 46% del gas natural destinado a la demanda final.

El sector residencial también muestra un consumo relevante. Su participación en el consumo final de gas natural crece constantemente, evolucionando desde el 23% en el 2001 hasta el 37% en el 2013. Los sectores comercial y transporte tienen una menor participación como demandantes de gas natural, llegando al 13% y 4% respectivamente en el año 2013.

Al final de la sección 5.6.1, gráfica 5.6.e, se mostraron los cambios que se produjeron en la generación térmica de electricidad como consecuencia de la introducción del gas. En lo que resta de la presente sección se presentará un resumen del impacto en el consumo final de energía. En primera instancia se verán los cambios en el consumo final total por fuentes (gráfica 5.6.g) y posteriormente se presentan los resultados para cada sector de demanda final (gráficas 5.6.h a 5.6.k).

Como se muestra en la gráfica 5.6.g, el consumo final de casi todos los combustibles alternativos es menor en el escenario de referencia que en el escenario sin gas natural. Las reducciones más importantes en términos absolutos se dan en el fuel oil y la leña, siguiéndoles en orden de importancia: la electricidad, el gas licuado de petróleo distribuido en garrafas, el diesel y el kerosene. Para dar una idea de la

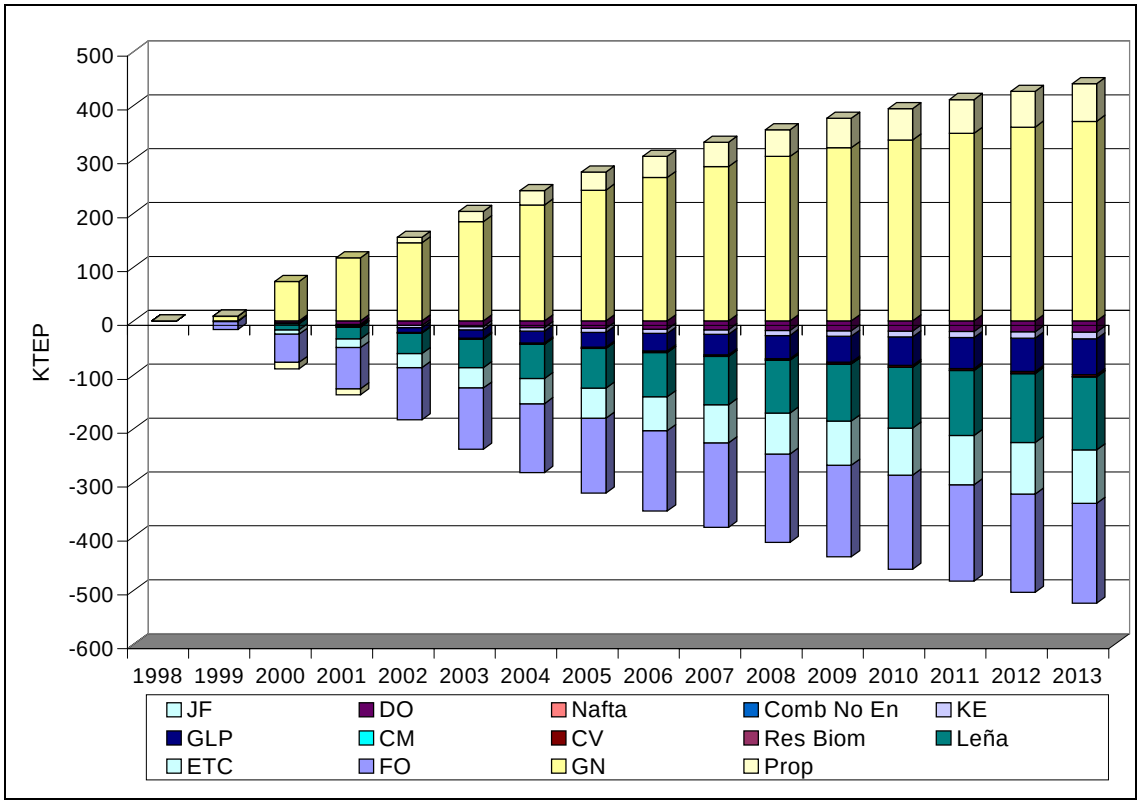
magnitud, en el año 2013, las reducciones proyectadas para los diferentes combustibles son:

	Ktep
-fuel oil	-186
-leña	-136
-electricidad	-99
-GLP (en garrafa)	-66
-diesel	-21
-kerosene	-13

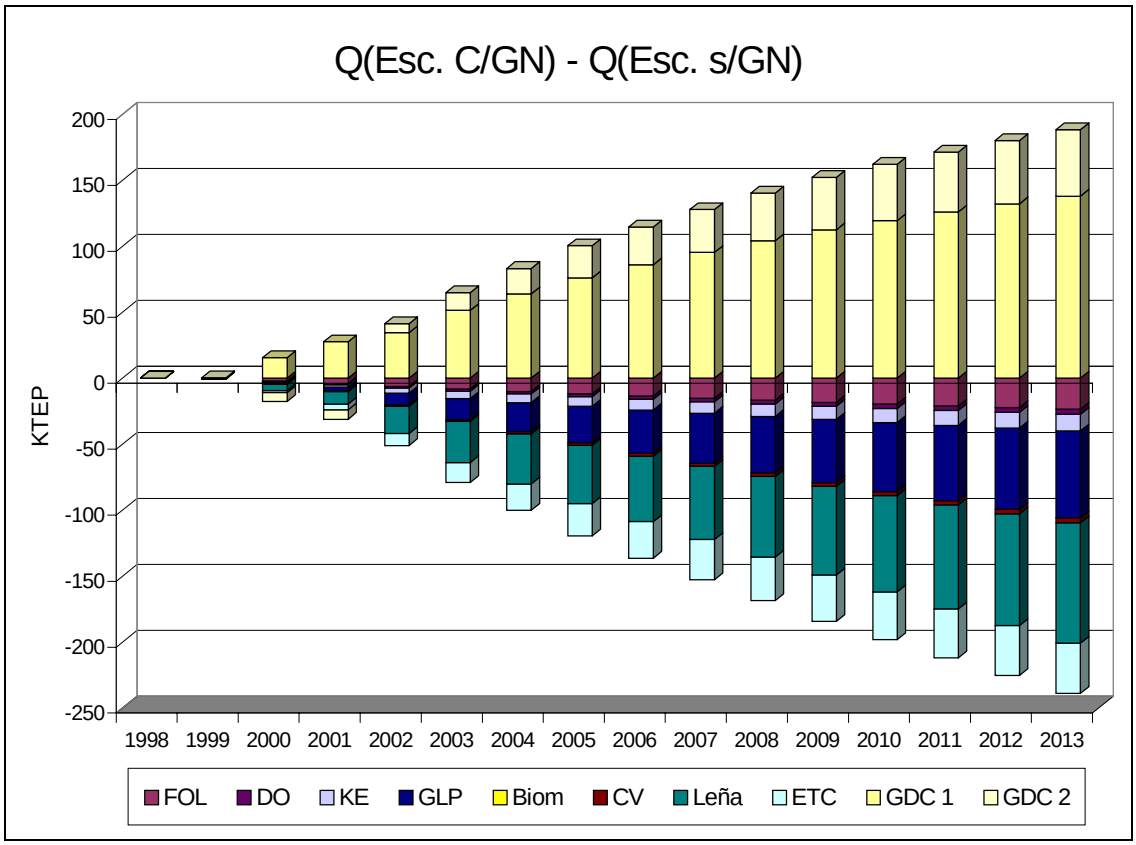
Un segundo aspecto a destacar es que se da una mejora en la eficiencia en el escenario de referencia. Para satisfacer la misma demanda (que se mantuvo inalterada en los dos escenarios) se consume menos energía en el escenario de referencia. En el año 2013 la reducción fue de 84.1 Ktep, lo que significó una disminución porcentual del 2.6%.

El tercer elemento a tener en cuenta es que, como lo muestra la gráfica, además del consumo de gas natural, existe una diferencia positiva en el consumo de gas licuado de petróleo (propano). Esto se explica por el hecho de que, en el escenario de referencia, se ha supuesto el desarrollo de una red de distribución de propano por cañería en localidades donde no fuera viable extender el sistema de distribución de gas natural. En el año 2013 las diferencias proyectadas para el consumo de gas natural y de propano son 370 Ktep y 70 Ktep respectivamente.

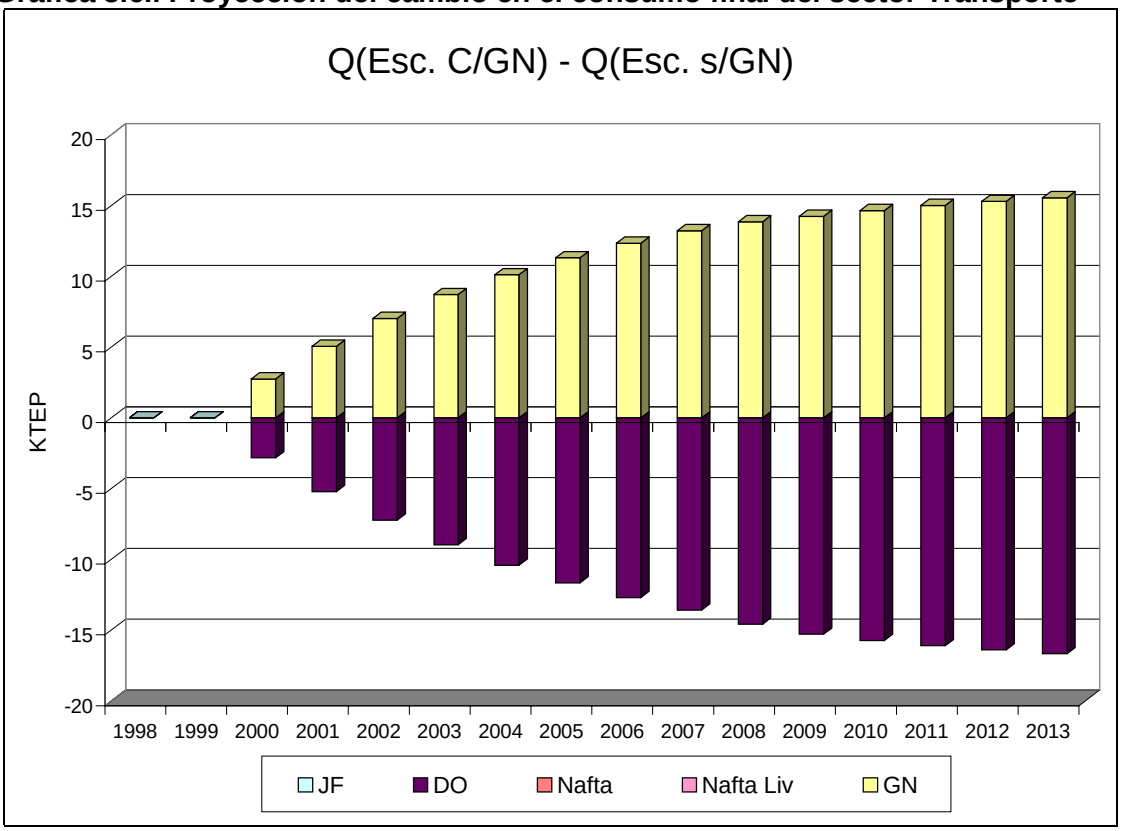
Gráfica 5.6.g Proyección del cambio en el consumo final total por fuentes



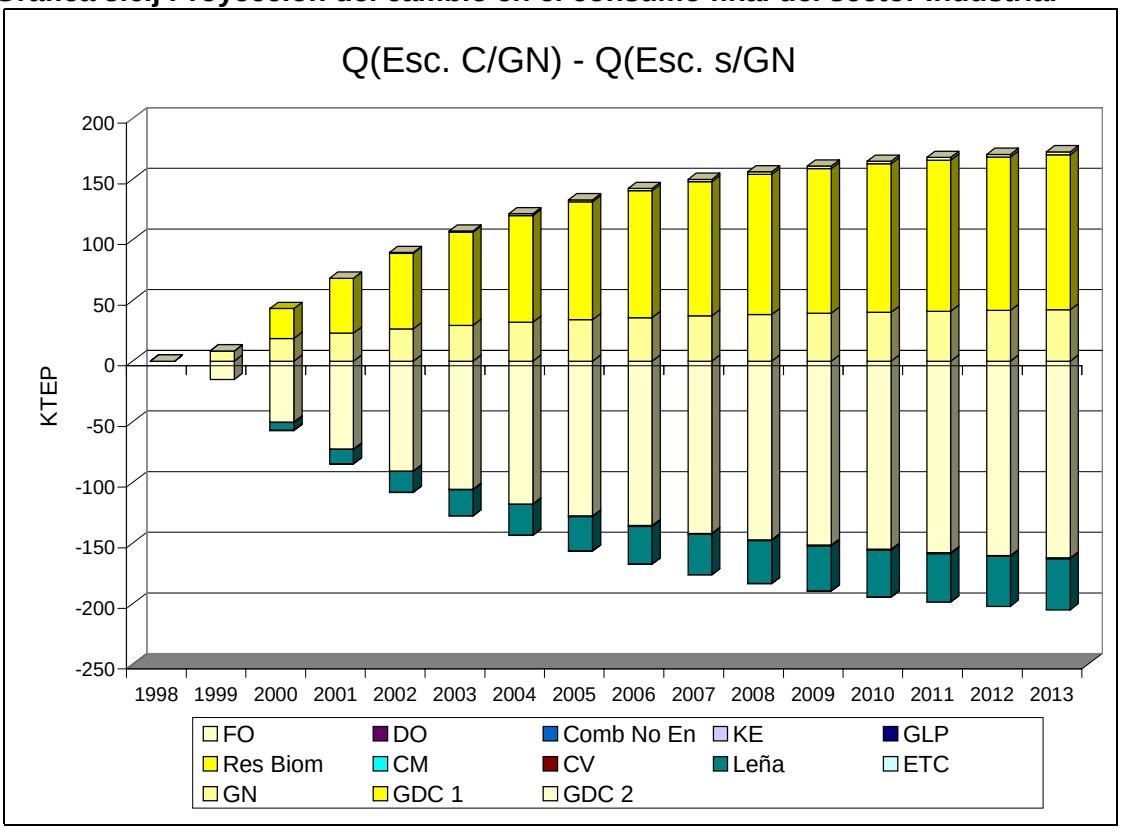
Gráfica 5.6.h Proyección del cambio en el consumo final del sector Residencial



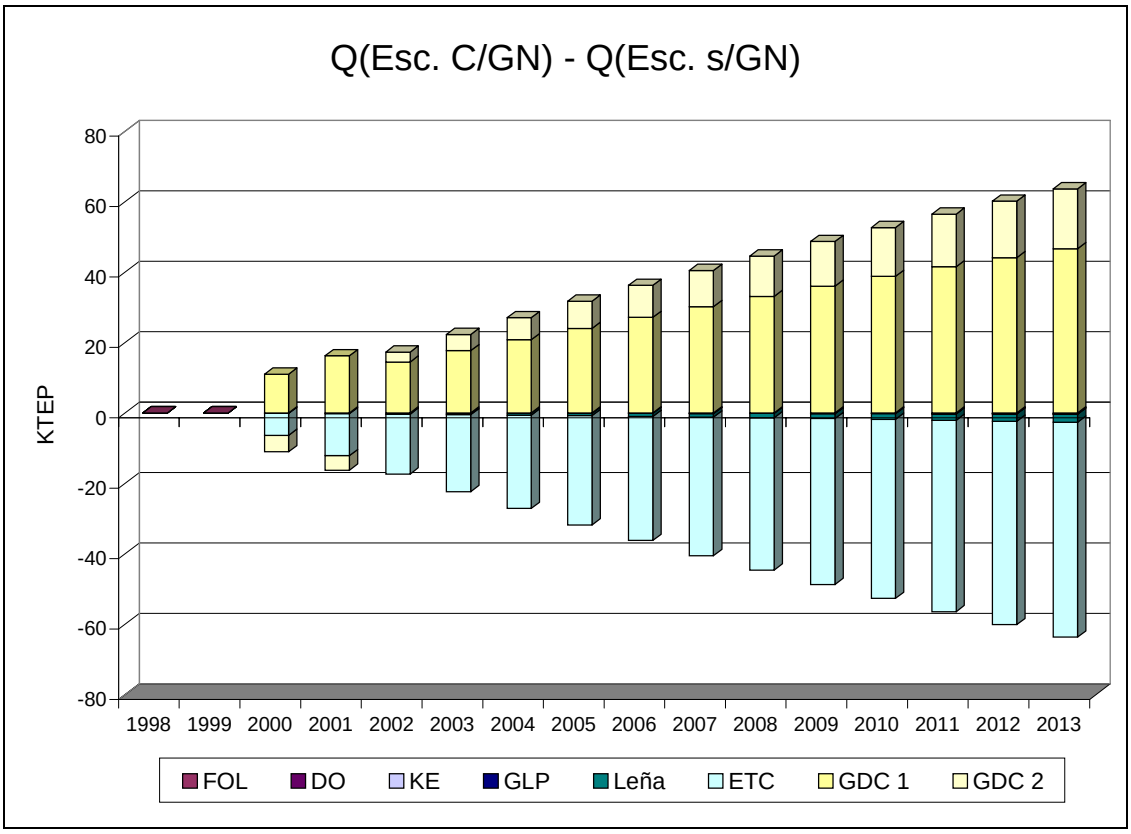
Gráfica 5.6.i Proyección del cambio en el consumo final del sector Transporte



Gráfica 5.6.j Proyección del cambio en el consumo final del sector Industrial



Gráfica 5.6.k Proyección del cambio en el consumo final del sector Comercial



En el sector residencial (gráfica 5.6.h), las reducciones más importantes en términos absolutos se dan en la leña, el GLP en garrafas y la electricidad. En el año 2013, las reducciones proyectadas para los casos más relevantes son:

	Ktep
-leña	-91
-GLP (en garrafa)	-66
-electricidad	-38
-fuel oil	-24
- kerosene	-12

Esas reducciones se corresponden con diferencias positivas en el consumo de gas natural (GDC1) y de propano (GDC2) que en el año 2013 alcanzan a 138 Ktep y 50 Ktep respectivamente. Esta diferencia es menor, en valores absolutos, a la reducción de los restantes consumos de combustible, lo que implica una reducción neta del consumo final del sector residencial equivalente a 50 Ktep (6%) respecto del escenario sin gas natural.

En el sector transporte (gráfica 5.6.i), la penetración del gas natural sustituye en una pequeña cantidad al diesel, debido a la introducción del nuevo combustible en el transporte público (omnibus y taxis en Montevideo). En el año 2013, la reducción de diesel es de –18 Ktep y el incremento del gas natural 16 Ktep.

En el sector industrial (gráfica 5.6.j), el gas natural (GN+GDC1) sustituye básicamente al fuel oil y a la leña. En el último año proyectado, las diferencias de consumo son:

	Ktep
-fuel oil	-162
-leña	-42

En ese mismo año, el consumo de gas natural proyectado es de 170 Ktep y el aumento de propano (GDC2) alcanza a 2 Ktep. De la misma manera que en los sectores anteriores, se produciría una leve mejora en la eficiencia energética del sector como consecuencia de la sustitución de fuentes, que para el año 2013 implica una reducción del consumo total de –33 Ktep, equivalnete a -4%.

Finalmente, en el sector comercial (gráfica 5.6.k), se produce básicamente una reducción del consumo de electricidad (-61 Ktep) y en menor medida de la leña (-2 Ktep). Esto se corresponde con un aumento equivalente en el consumo de gas de cañería (+46 Ktep de gas natural y +17 de propano).

6. PROYECCIONES DE EMISIONES PARA EL ESCENARIO DE REFERENCIA CON GAS NATURAL

6.1 Introducción

Atendiendo al objetivo del presente estudio, se realizaron proyecciones de las emisiones de los siguientes contaminantes atmosféricos: dióxido de carbono o anhídrido carbónico (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), material particulado (MP) y metano (CH_4).

El CO_2 y el CH_4 son gases de efecto invernadero directos, dado que poseen la habilidad para absorber calor en forma selectiva, en distintas longitudes de onda del espectro de emisión de la radiación terrestre.

El CO y los NO_x se clasifican como gases de efecto invernadero indirectos, ya que a pesar de no poseer la mencionada habilidad, contribuyen a la intensificación del efecto invernadero y por lo tanto, al calentamiento atmosférico, debido a su actividad fotoquímica.

Finalmente, los SO_x y el material particulado pueden dar lugar a la formación de aerosoles de origen troposférico, los cuales pueden influir en el equilibrio radiativo terrestre de dos maneras importantes: i) por medio de la absorción y la repetida dispersión hacia el espacio de la radiación solar; y ii) actuando como núcleo de formación de las gotitas de las nubes, influyendo en la formación, presencia y propiedades radiativas de estas últimas.

En este capítulo se presentan las proyecciones obtenidas de las emisiones nacionales de los mencionados contaminantes para el período 1999-2013, correspondientes al escenario de referencia con gas natural.

En primera instancia, se muestran las proyecciones de las emisiones totales nacionales (sección 6.2) y, en segundo lugar, las proyecciones de las emisiones obtenidas para cada uno de los sectores de la actividad nacional en los que se generan: Agro/ Pesca, Eléctrico, Comercial, Residencial, Transporte, Oferta de gas, Industrial y Oferta de derivados de petróleo (sección 6.3).

6.2 Proyecciones de emisiones totales nacionales para el escenario de referencia con gas natural

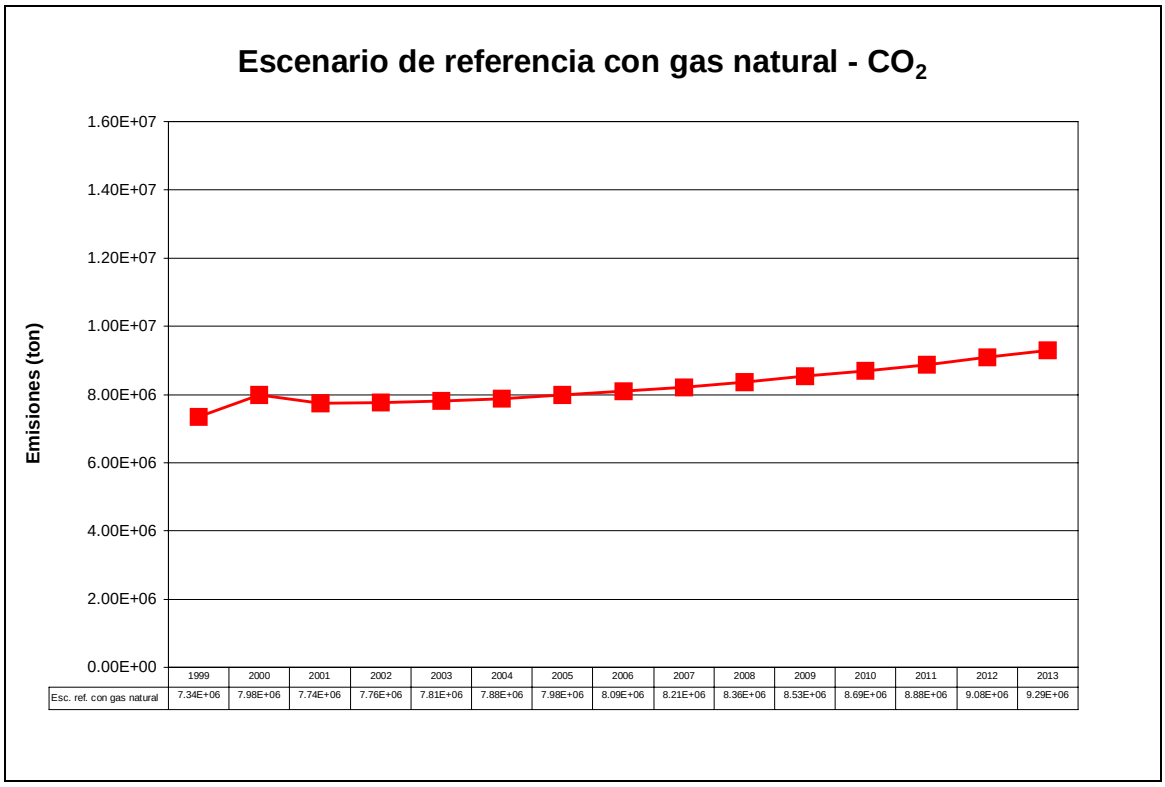
En las **Gráficas 6.2.a** a **6.2.f.** se presentan las proyecciones de las emisiones totales nacionales para el escenario de referencia con gas natural, desde el año 1999 al 2013.

Adicionalmente, en el **Cuadro 6.2** figuran los porcentajes en que las emisiones de cada uno de ellos crecieron en ese período de 15 años (Porcentaje de Crecimiento Total, **PCT**) y las Tasas de Crecimiento Anual Acumulativas (**TCAA**), expresadas en porcentaje, definidos según:

PCT = 100 (Emisión $_{2013}$ – Emisión $_{1999}$) / Emisión $_{1999}$

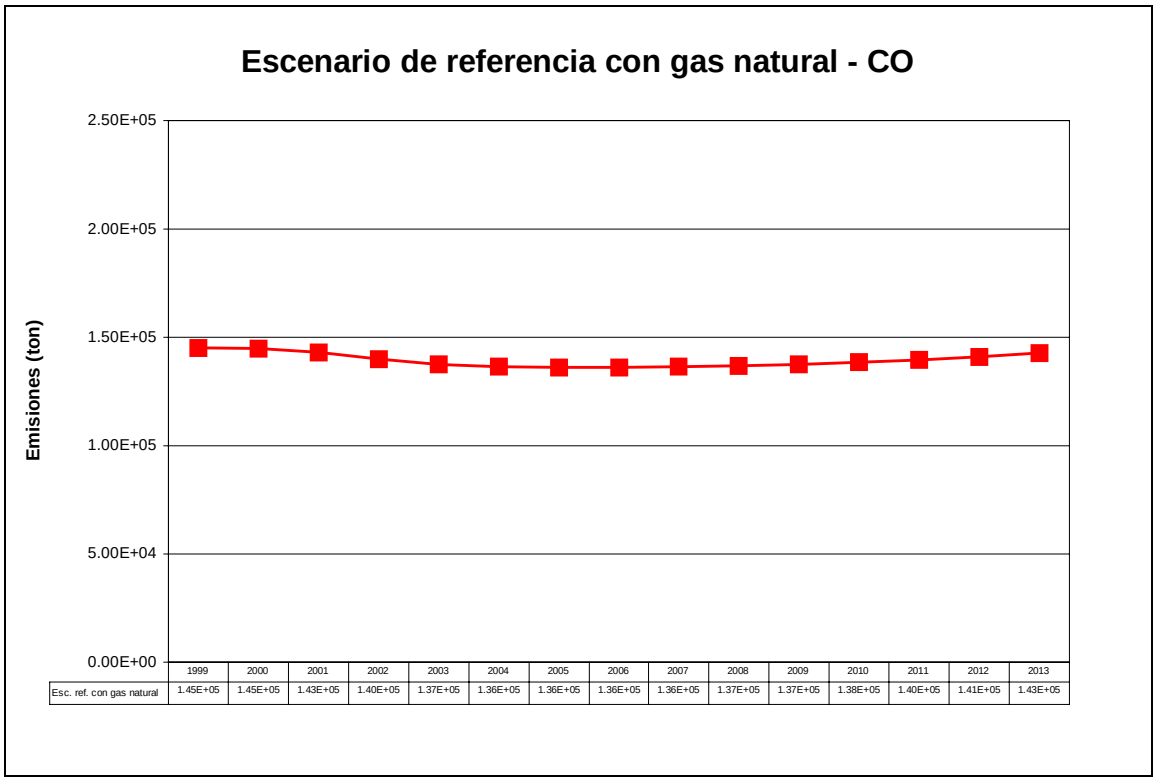
TCAA = 100 [(Emisión $_{2013}$ / Emisión $_{1999}$) $^{1/14}$ -1]

Gráfica 6.2.a. Proyección de emisiones totales nacionales de CO_2



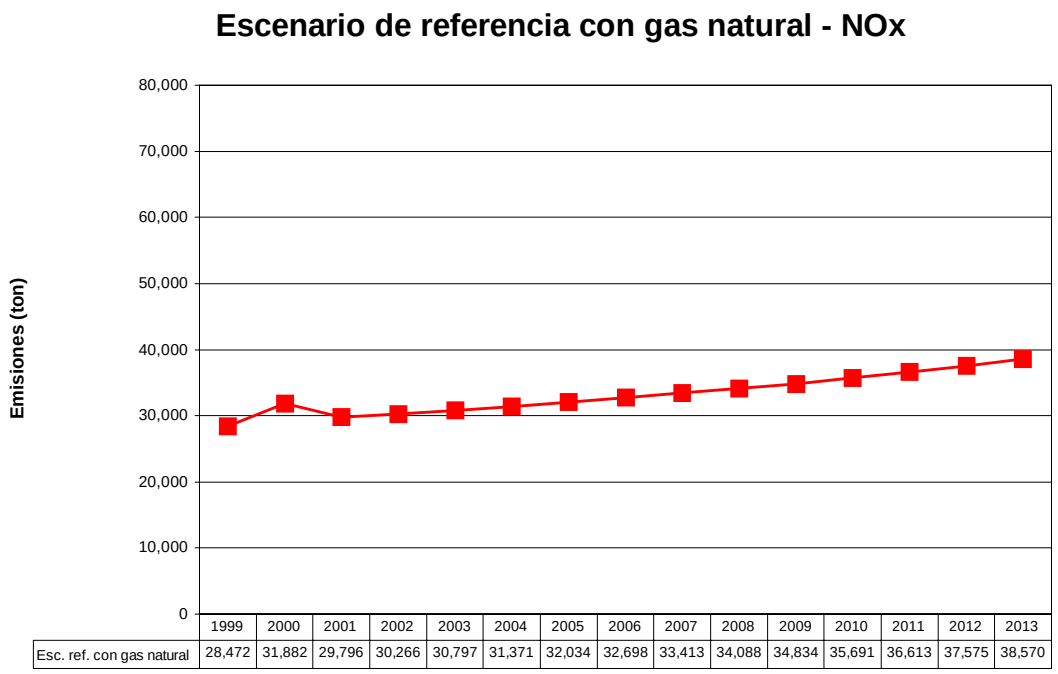
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. con gas natural	7.34E+06	7.98E+06	7.74E+06	7.76E+06	7.81E+06	7.88E+06	7.98E+06	8.09E+06	8.21E+06	8.36E+06	8.53E+06	8.69E+06	8.88E+06	9.08E+06	9.29E+06

Gráfica 6.2.b. Proyección de emisiones totales nacionales de CO



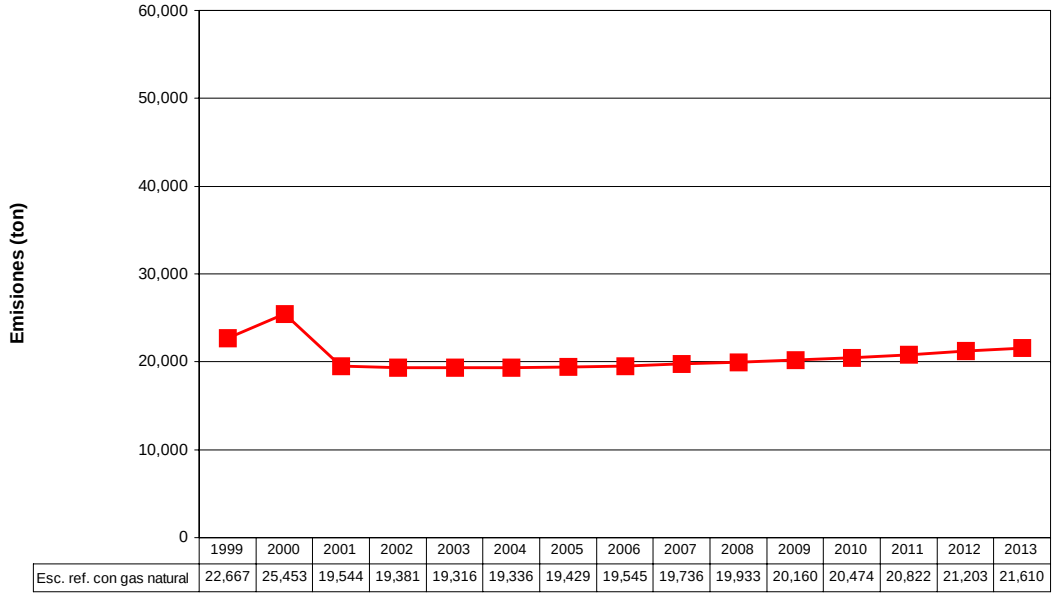
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. con gas natural	1.45E+05	1.45E+05	1.43E+05	1.40E+05	1.37E+05	1.36E+05	1.36E+05	1.36E+05	1.36E+05	1.37E+05	1.37E+05	1.38E+05	1.40E+05	1.41E+05	1.43E+05

Gráfica 6.2.c. Proyección de emisiones totales nacionales de NO_x



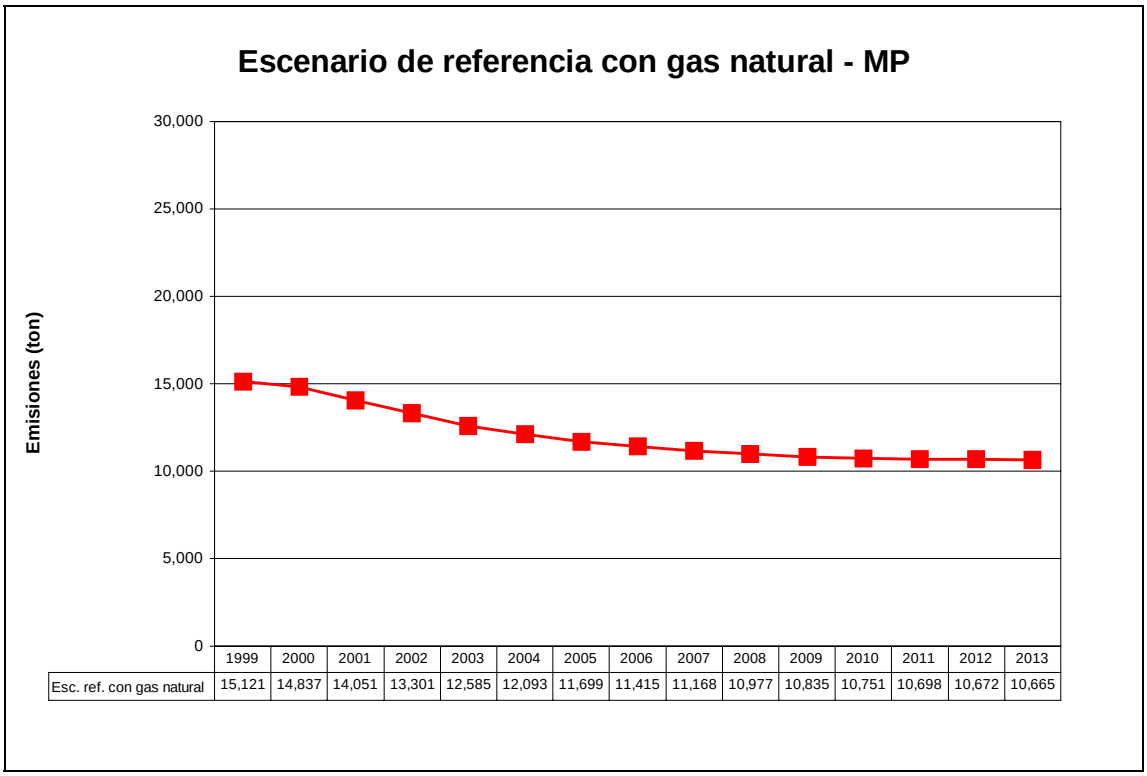
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. con gas natural	28,472	31,882	29,796	30,266	30,797	31,371	32,034	32,698	33,413	34,088	34,834	35,691	36,613	37,575	38,570

Gráfica 6.2.d. Proyección de emisiones totales nacionales de SO_x



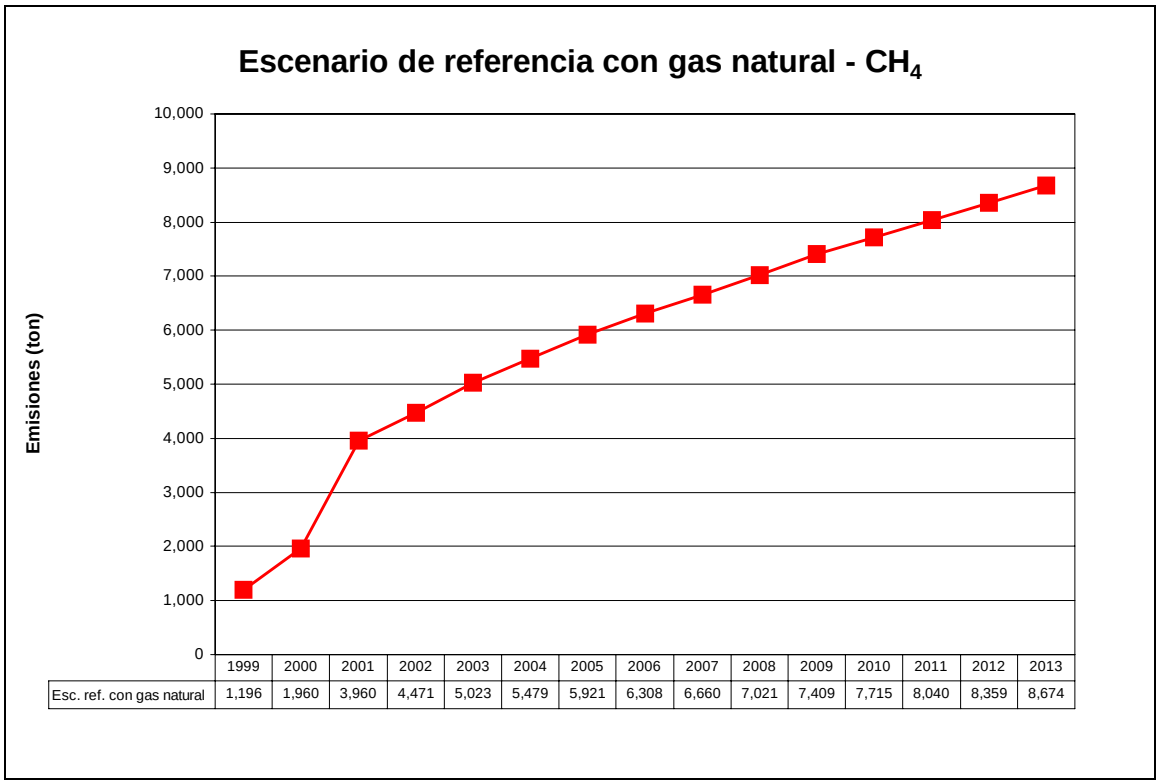
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. con gas natural	22,667	25,453	19,544	19,381	19,316	19,336	19,429	19,545	19,736	19,933	20,160	20,474	20,822	21,203	21,610

Gráfica 6.2.e. Proyección de emisiones totales nacionales de MP



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. con gas natural	15,121	14,837	14,051	13,301	12,585	12,093	11,699	11,415	11,168	10,977	10,835	10,751	10,698	10,672	10,665

Gráfica 6.2.f. Proyección de emisiones totales nacionales de CH_4



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. con gas natural	1,196	1,960	3,960	4,471	5,023	5,479	5,921	6,308	6,660	7,021	7,409	7,715	8,040	8,359	8,674

Cuadro 6.2 Porcentaje de crecimiento total (PCT) y Tasas de crecimiento acumulativas anuales (TCAA) de las emisiones entre los años 1999 y 2013, para el escenario de referencia con gas natural

	Año 1999 Emisiones (ton)	Año 2013 Emisiones (ton)	Diferencia 2013-1999 Emisiones (ton)	PCT Emisiones (%)	TCAA Emisiones (%)
CO_2	7.34 E+06	9.29 E+06	1.95 E+06	**26.6**	**1.7**
CO	1.45 E+05	1.43 E+05	0.20 E+04	**-1.8**	**-0.1**
NO_x	28.472	38.570	10.098	**35.5**	**2.2**
SO_x	22.667	21.610	- 1.057	**-4.7**	**-0.3**
MP	15.121	10.665	- 4.456	**- 29.5**	**-2.5**
CH_4	1.196	8.674	7.478	**625.4**	**15.2**

De la observación de las dos últimas columnas de este último cuadro se destaca, por un lado, la alta tasa de crecimiento que experimentan las emisiones de metano, y por el otro, las bajas tasas de crecimiento del material particulado, el monóxido de carbono y los óxidos de azufre.

La alta tasa de crecimiento de CH_4 se debe a que el valor de emisiones resulta ser relativamente pequeño al inicio del período proyectado, a la introducción del gas natural ese año y a su fuerte penetración en la matriz energética a posteriori. En 1999 el gas natural representaría 0.3% (8.5 Ktep) del total de energía primaria, pasando a ser el 25% (4079 Ktep) quince años después.

La reducción de las emisiones de MP, CO y SO_x se explica por la sustitución de combustibles tradicionales (fuel oil, diesel, leña) por el gas natural.

El dióxido de carbono (CO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) se encuentran en una situación intermedia, presentando tasas de crecimiento acumulativas anuales del 1.7% y el 2.2% respectivamente en el período comprendido entre los años 1999 y 2013.

Para el caso de las emisiones totales de CH_4, el elevado valor de la TCAA (15.2%) se debe a la influencia del sector Oferta de gas, el cual aporta más del 97% del incremento total entre 1999 y el 2013 y tiene una TCAA sectorial mayor al 61%. Cabe señalar que estas emisiones provienen en su mayoría de las fugas de metano ocurridas durante el transporte y la distribución del gas natural.

La TCAA negativa asociada a las emisiones de CO (-0.1%) responde fundamentalmente al comportamiento del sector Residencial, que en este caso presenta una tasa de crecimiento anual acumulativa negativa de -3.2%. La reducción que experimenta este sector entre el 1999 y el 2013 (0.22 E+05 toneladas) - que se debe básicamente a la sustitución de la leña por gas natural - supera la suma de los incrementos de las emisiones del referido gas en los sectores Transporte, Agro/ Pesca, Eléctrico y Oferta de derivados de petróleo (0.21 E+05 toneladas). También en el sector Industrial se produce una reducción del consumo de leña.

Para las emisiones de SO_x se tiene también una TCAA negativa, del orden del -0.3%, resultante de una disminución de las emisiones de estos gases en los sectores Eléctrico, Industrial, Residencial y Comercial, en el período de referencia (1999 al 2013) de casi 4,800 toneladas, que contrarresta las contribuciones positivas al crecimiento de las emisiones provenientes de los sectores Transporte, Oferta de derivados de petróleo y Agro/ Pesca. El sector Eléctrico es el que presenta mayor

contribución a la disminución de las emisiones de SO_x, con una TCAA negativa del orden de –12.4%, que se debe a la entrada en funcionamiento de centrales a gas natural, a partir del año 2001, en lugar de aquellas que utilizan fuel oil y gasoil, que poseían mayores factores de emisión de estos gases, expresados en masa de contaminante por unidad de energía generada.

Finalmente, cabe señalar que la tasa de crecimiento acumulativa anual para el material particulado resulta en un porcentaje negativo del orden de –2.5%, debido en primer lugar, a la reducción de las emisiones en el sector Residencial, y en segundo lugar a la reducción que ocurre en el sector Industrial. Ambas reducciones responden a la introducción de gas natural en sustitución de combustibles con mayores coeficientes de emisión de MP, como por ejemplo, la leña y el fuel oil.

6.3 Proyecciones de emisiones por sector para el escenario de referencia con gas natural

En las **Gráficas 6.3.a** a **6.3.f** se presentan las proyecciones de emisiones de cada uno de los contaminantes considerados (para el escenario de referencia con gas natural) desagregadas por sector.

El elemento más relevante a destacar mediante la observación de la evolución de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) por sector, es la mayor participación del sector Eléctrico en las mismas a medida que se avanza en el tiempo. Su contribución en el año 1999 es del orden del 7%, alcanzando el 15% para el año 2013. Esto es consecuencia de que el abastecimiento de la demanda de electricidad, en el futuro, requerirá de la instalación de centrales térmicas. En 1999 la participación de la generación térmica sería del 10% y de la hidráulica 90%. Mientras que en el año 2013 la participación de la generación térmica se triplica, pasando a representar el 31% de la oferta de electricidad.

En el año 1999, las mayores contribuciones a las emisiones de CO_2 las presentan los sectores Transporte, Residencial e Industrial, que aportan al total con 28.6%, 27.8% y 21.7%, respectivamente. Debido al incremento señalado anteriormente del sector Eléctrico, en el año 2013 se reducen las participaciones de los dos últimos sectores mencionados, pasando a ser del orden del 21% para el Residencial y 17% para la Industria. El sector Transporte prácticamente no ve modificada su participación, debido a que las emisiones del mismo también experimentan un incremento significativo a lo largo del período en estudio. Las actividades correspondientes a los sectores Agro/ Pesca y Comercial, si bien aportan en pequeña medida a las emisiones del referido gas (9.3% y 1.8% respectivamente en el año 1999), aumentan su participación a lo largo del período (12.1% y 2.2% respectivamente en el año 2013), a pesar del gran aumento registrado para el sector Eléctrico.

Respecto a las emisiones de monóxido de carbono (CO), en el año 1999 predominan las contribuciones de los sectores Transporte y Residencial, con aportes del 49% y 42% respectivamente, seguidos del sector Agro/ Pesca con un aporte bastante menor, e igual al 6% del total.

Sin embargo, hacia el final del período, la participación del sector Residencial en las emisiones totales de CO disminuye en un tercio de su valor inicial - probablemente como respuesta al menor uso de leña como combustible - pasando a ser del orden del 27%. La del sector Transporte aumenta y llega a representar casi el 61% del total. El sector Agro/ Pesca también aumenta significativamente su participación a casi el doble de su valor original.

Mediante la observación de la evolución de las contribuciones a las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) de los diferentes sectores de la actividad nacional, se desprende que los sectores Transporte (44%) y Agro/ Pesca (36%) realizan los aportes más significativos a las mismas durante la totalidad del período considerado. No obstante, existen variaciones no despreciables en los aportes de los sectores Eléctrico, Residencial e Industrial entre el año inicial y final. El primero aumenta 1.5 puntos porcentuales su contribución al total nacional, mientras que los dos últimos ven disminuidas las propias en aproximadamente 2.5 puntos porcentuales, resultando en los siguientes porcentajes de participación para el año 2013: Eléctrico 7%, Residencial 5% e Industrial 6%.

Para el caso de los óxidos de azufre (SO_x), se destaca la disminución del aporte del sector Eléctrico, dado que para el año 1999 la contribución es del 12%, y en el año 2013 no alcanza el 2%. Cabe señalar que esta situación comienza en al año 2001, año en que se supone la introducción de centrales térmicas a gas natural.

Para este último período (desde el 2001 al 2013) la estructura de aporte a las emisiones totales de SO_x de los diferentes sectores se mantiene casi constante, siendo los que más contribuyen los sectores: Transporte (41%), Industrial (26%), Oferta de derivados del petróleo (20%) y el Agro/ Pesca (8%).

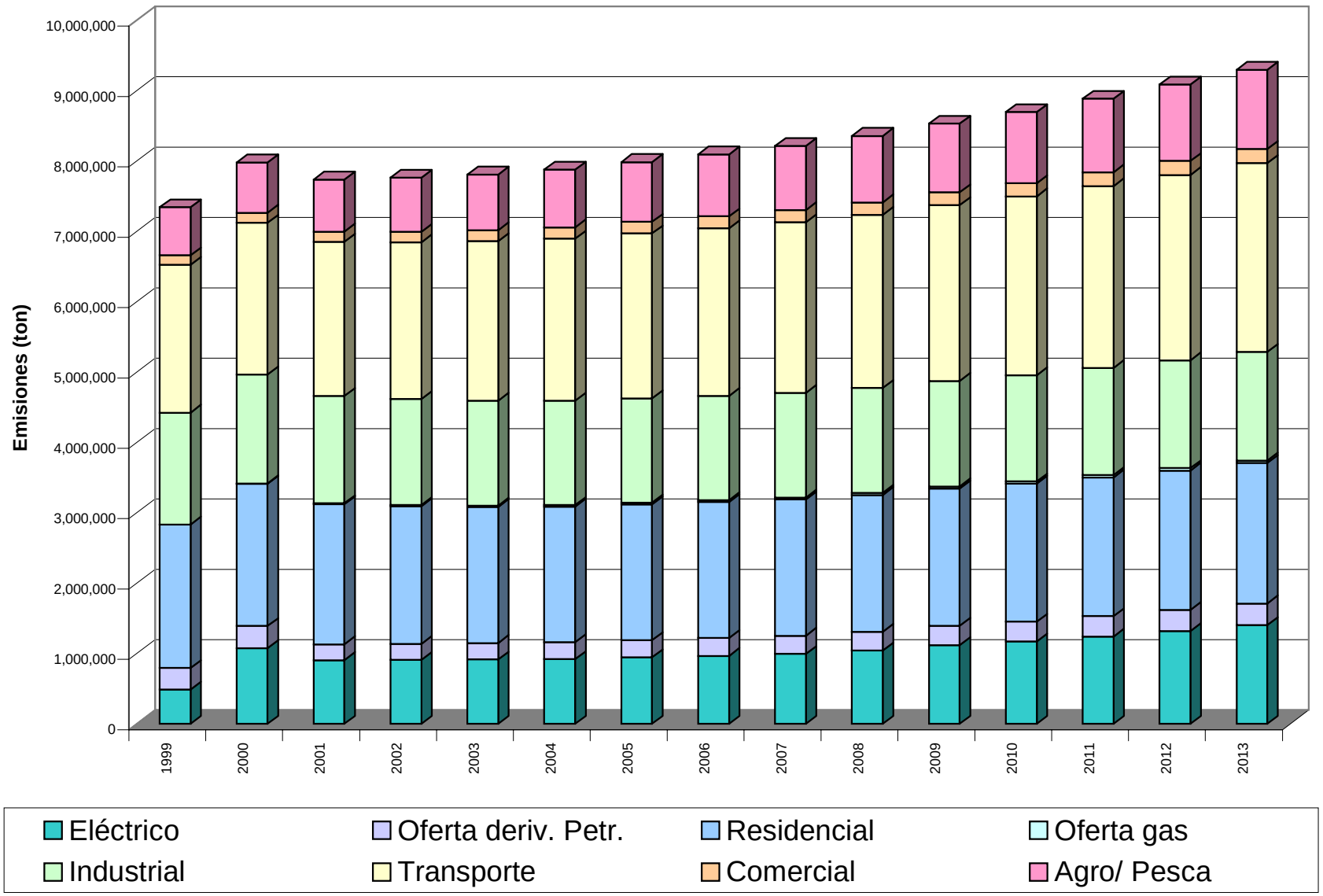
Si se observan las emisiones de material particulado (MP) por sector, se destaca la relevancia del sector Residencial, que contribuye a las mismas con más del 74.5% en el año 1999. Sin embargo, hacia el final del período, el mismo experimenta una notoria reducción de sus emisiones, que además de resultar en una menor contribución al total (71.2% para el año 2013) sería responsable de la reducción global de las emisiones nacionales de este contaminante.

El sector Industrial también experimenta una caída en su aporte que, al igual que en el caso del sector Residencial, se apoya en un menor consumo de leña y fueloil a medida que ocurre la penetración del gas natural en estos sectores. Como consecuencia de lo anterior, los sectores Transporte y Eléctrico, si bien poseen contribuciones pequeñas, aumentan su participación en el total nacional.

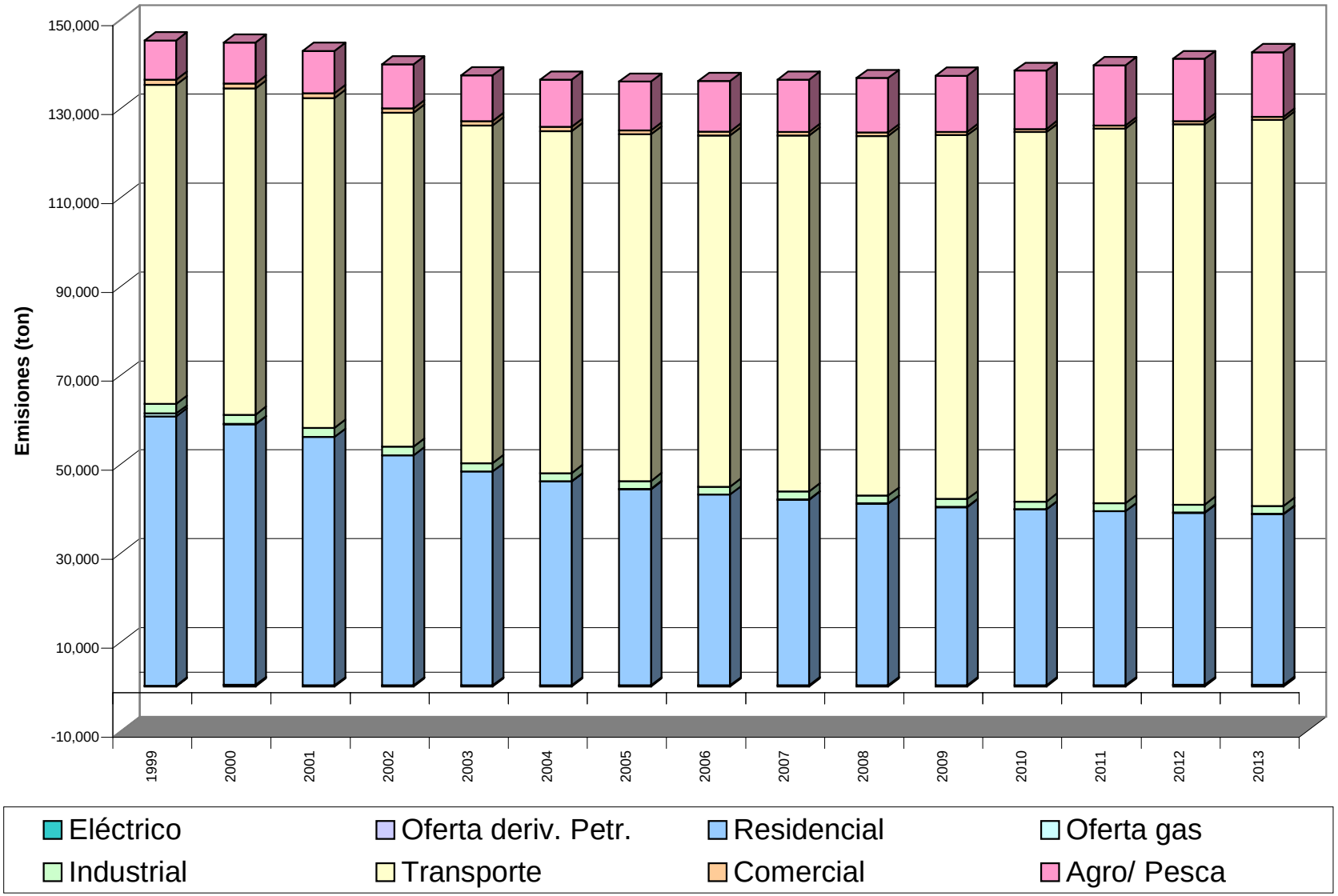
En el caso del metano (CH_4), en 1999, los sectores de mayor contribución son el Residencial (50%) y el Transporte (33%), y el sector Oferta de gas contribuye con menos del 1%. A partir de que el gas natural comienza a tener un mayor peso (pasa del 0.3% al 17% de la energía primaria) se produce un cambio estructural de relevancia. Es así que, en el final del período, este último cobra especial importancia, aportando el 84% de las emisiones totales de metano. Las contribuciones de los sectores Residencial y Transporte derivan por lo tanto en porcentajes mucho menores que los originales: 6% y 7% respectivamente.

Los sectores Comercial y Oferta de derivados del petróleo contribuyen, en general, en pequeña medida a las emisiones de los contaminantes considerados. Solamente en las emisiones de CO_2 y SO_x estos sectores presentan contribuciones superiores al 1.5%. Para ambos contaminantes, el sector Comercial no supera en ningún momento el 3% de participación. Sin embargo, el sector Oferta de derivados de petróleo contribuye a las emisiones de CO_2 en un porcentaje cercano al 4% a lo largo del periodo 1999-2013, mientras que su contribución a las de los óxidos de azufre varía entre 13% y 20% entre esos mismos años.

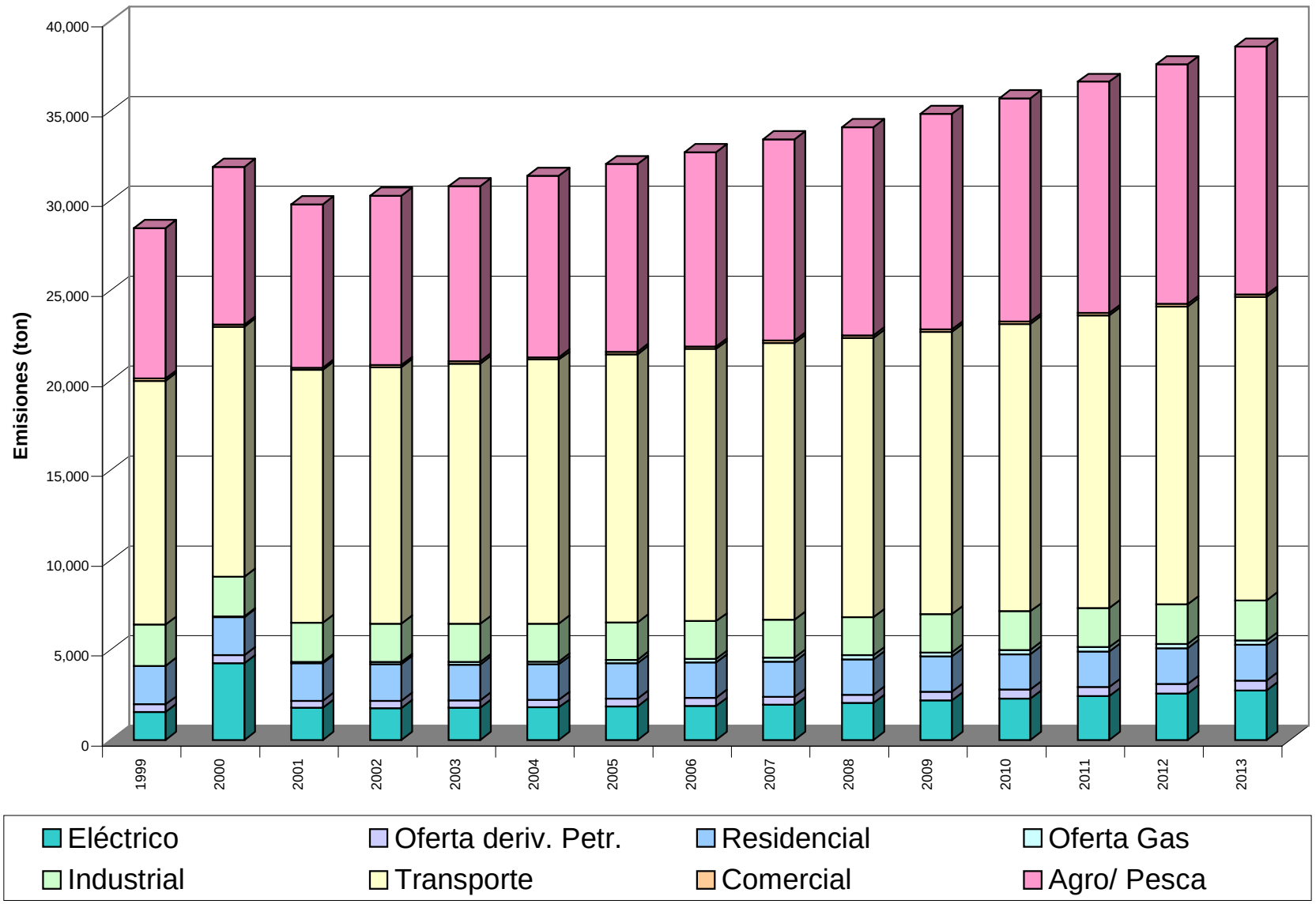
Gráfica 6.3.a. Proyección de emisiones de CO_2 por sector, para el escenario de referencia con gas natural



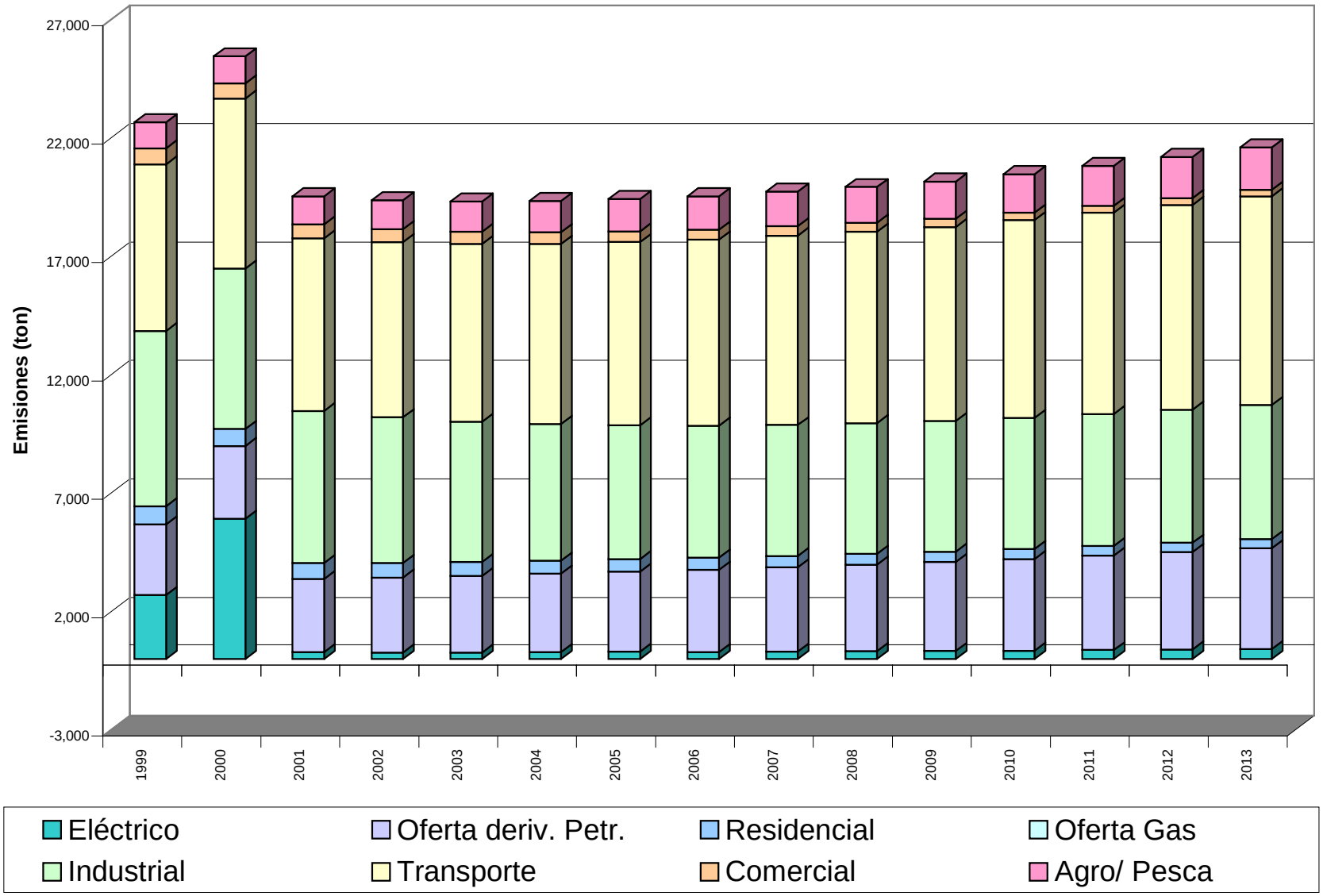
Gráfica 6.3.b. Proyección de emisiones de CO por sector, para el escenario de referencia con gas natural



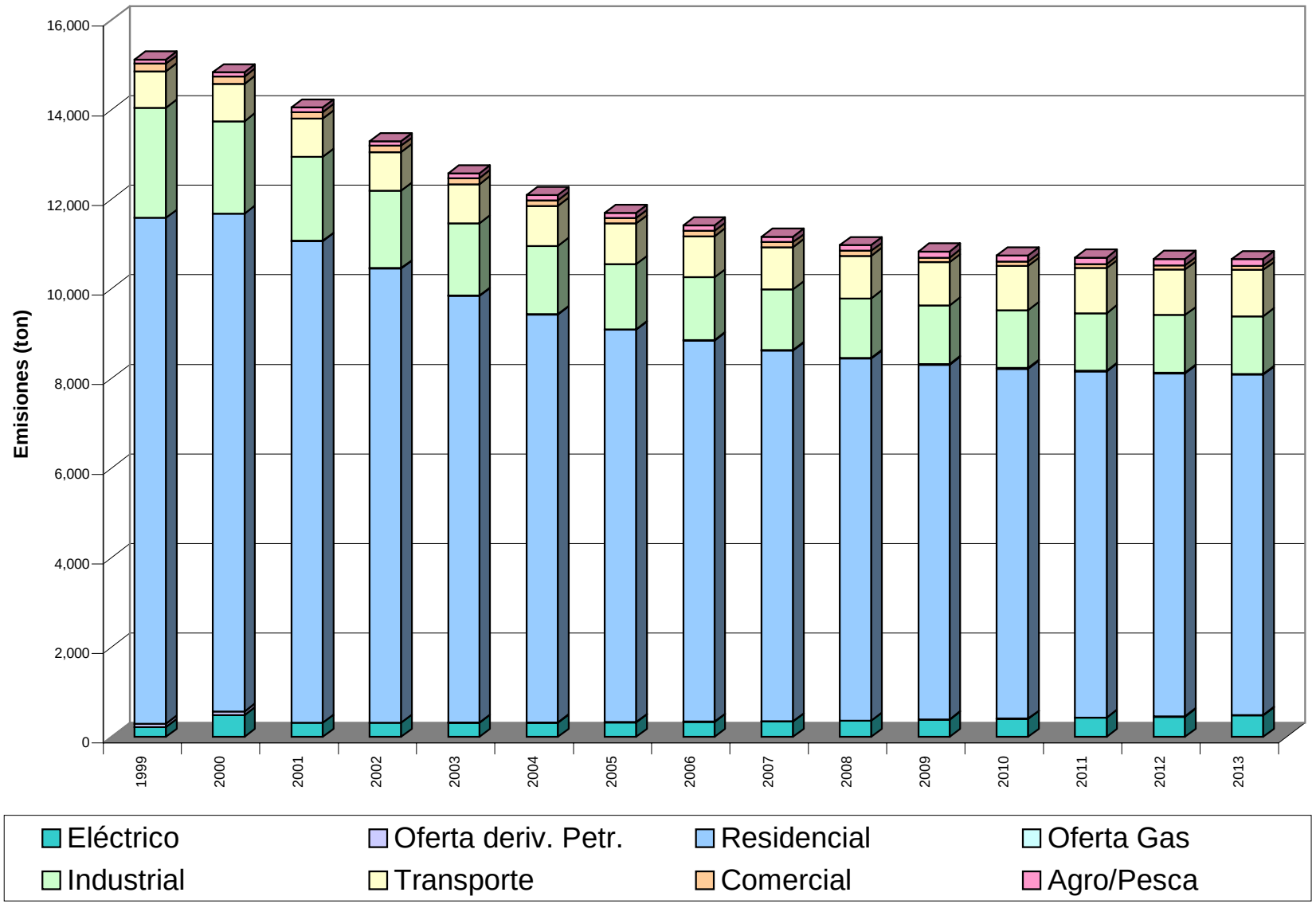
Gráfica 6.3.c. Proyección de emisiones de NO_x por sector, para el escenario de referencia con gas natural



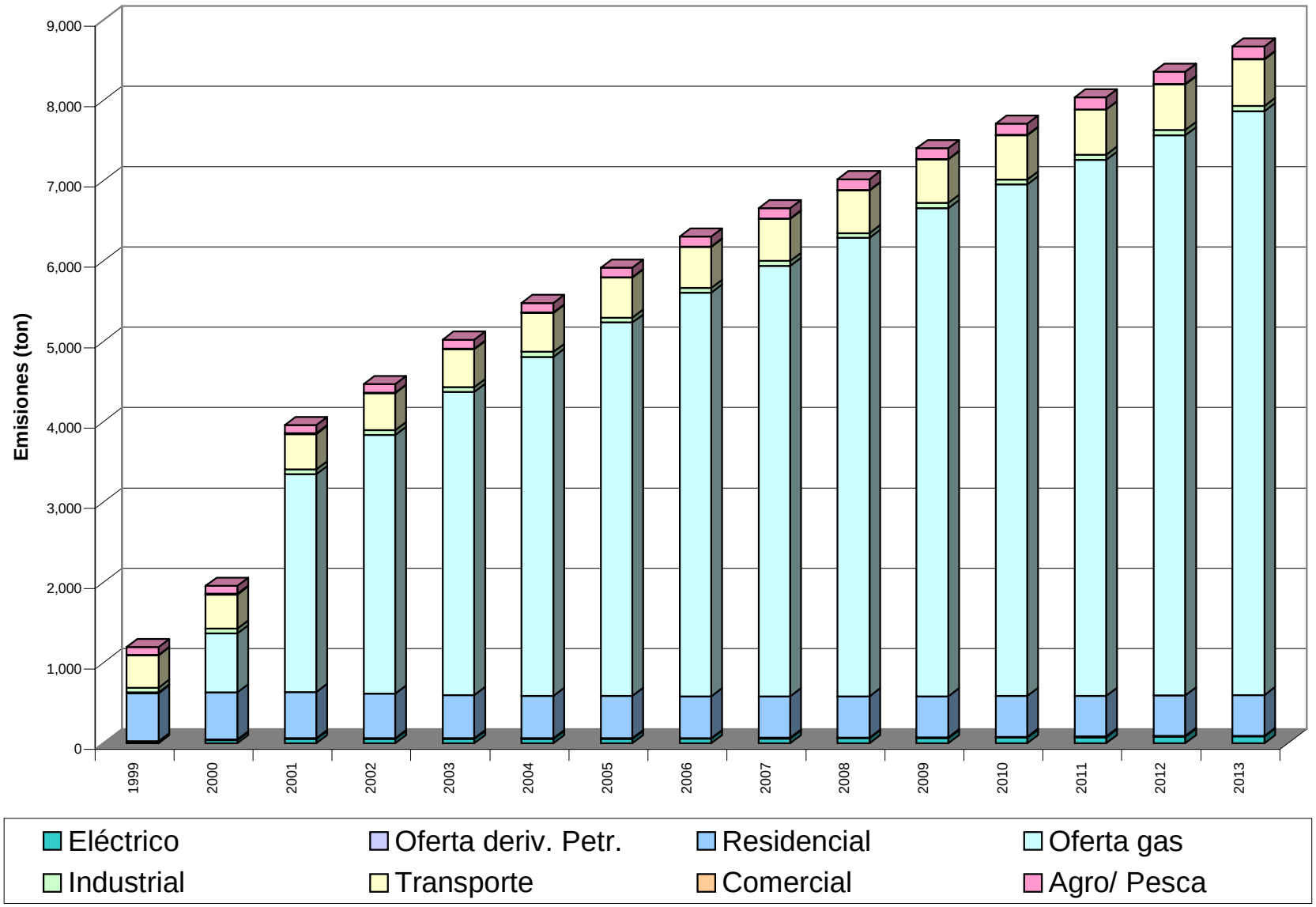
Gráfica 6.3.d. Proyección de emisiones de SO_x por sector, para el escenario de referencia con gas natural



Gráfica 6.3.e. Proyección de emisiones de MP por sector, para el escenario de referencia con gas natural



Gráfica 6.3.f. Proyección de emisiones de CH_4 por sector, para el escenario de referencia con gas natural



7. COMPARACIÓN DE LAS PROYECCIONES DE LAS EMISIONES DE LOS ESCENARIOS DE REFERENCIA CON Y SIN GAS NATURAL

7.1 Introducción

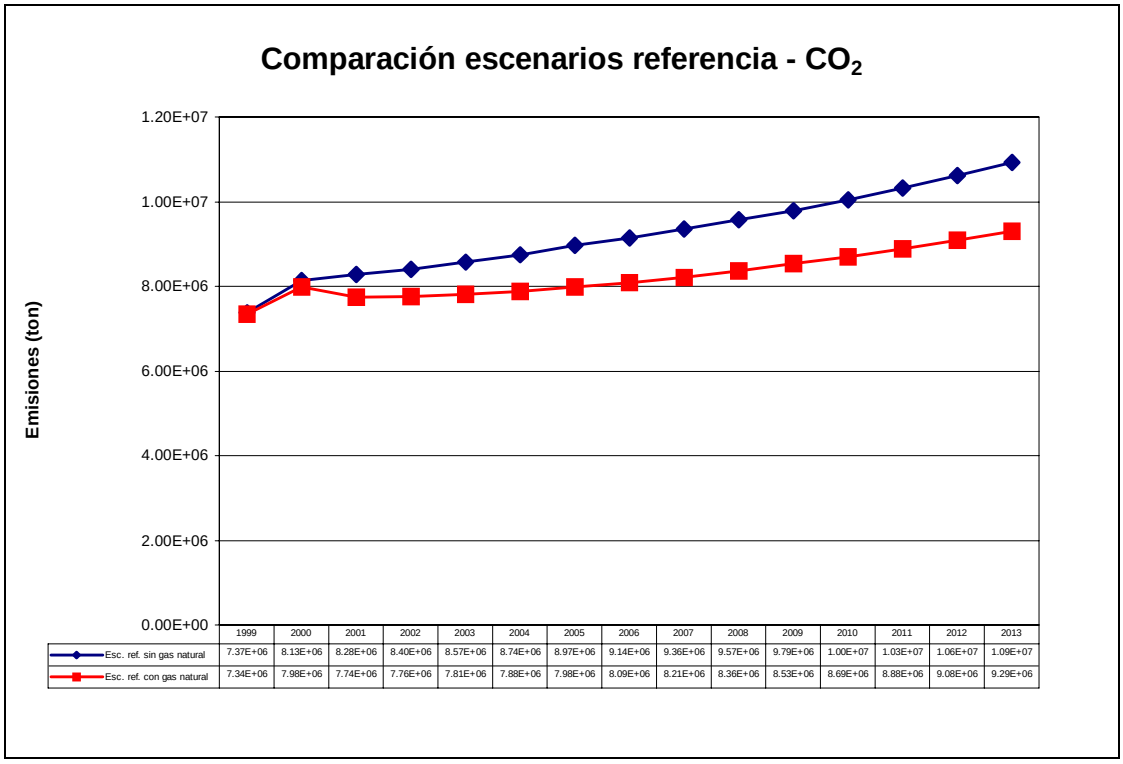
En esta sección se comparan las proyecciones de las emisiones nacionales para el período comprendido entre los años 1999 y 2013, correspondientes a los escenarios con y sin gas natural. El escenario energético de referencia, que considera la introducción de gas natural, es utilizado como escenario base para el posterior análisis de mitigación ya que no contiene supuestos relativos a la aplicación de controles o medidas de mitigación para la reducción de las emisiones atmosféricas. Por otra parte se ha definido un escenario alternativo, sin gas natural, a los efectos del análisis que se realiza en el presente capítulo.

En primera instancia, se presentan y se comparan las proyecciones de las emisiones totales nacionales de ambos escenarios con el objetivo de visualizar el impacto que tiene la introducción del gas natural sobre las mismas. En segundo lugar, se realiza una comparación de las proyecciones de las emisiones de dichos escenarios, desagregándolas por sector: Agro/ Pesca, Eléctrico, Comercial, Residencial, Transporte, Oferta de gas, Industrial y Oferta de derivados de petróleo.

7.2 Comparación de las proyecciones de las emisiones totales nacionales

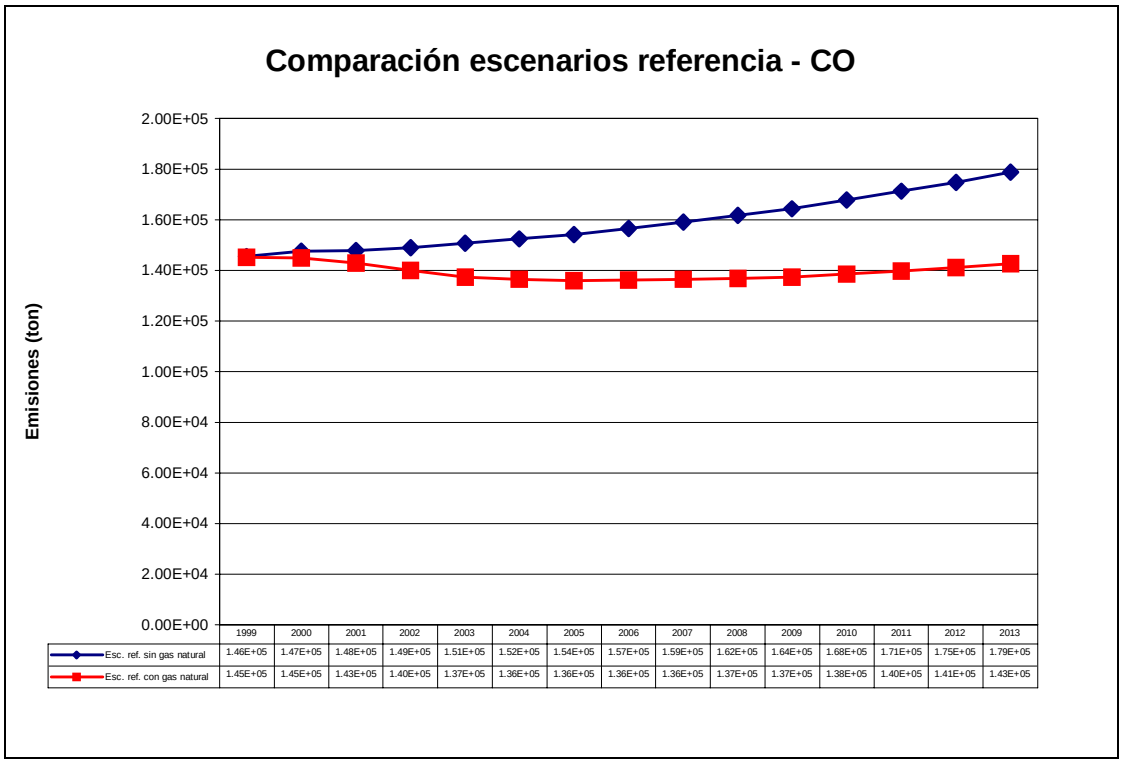
En las **Gráficas 7.2.a.** a **7.2.f.** se presentan sobre un mismo eje, las proyecciones de las emisiones totales nacionales para ambos escenarios de referencia para el período comprendido entre el año 1999 y el 2013.

Gráfica 7.2.a. Comparación de emisiones totales nacionales de CO_2



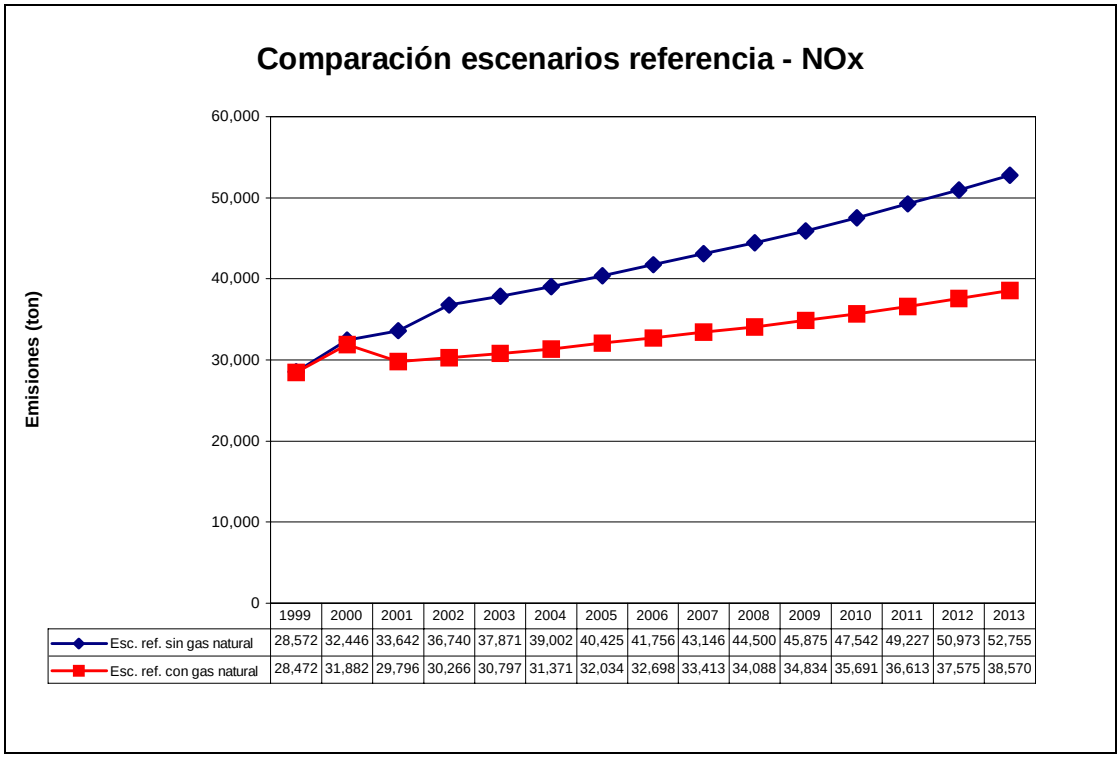
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. sin gas natural	7.37E+06	8.13E+06	8.28E+06	8.40E+06	8.57E+06	8.74E+06	8.97E+06	9.14E+06	9.36E+06	9.57E+06	9.79E+06	1.00E+07	1.03E+07	1.06E+07	1.09E+07
Esc. ref. con gas natural	7.34E+06	7.98E+06	7.74E+06	7.76E+06	7.81E+06	7.88E+06	7.98E+06	8.09E+06	8.21E+06	8.36E+06	8.53E+06	8.69E+06	8.88E+06	9.08E+06	9.29E+06

Gráfica 7.2.b. Comparación de emisiones totales nacionales de CO



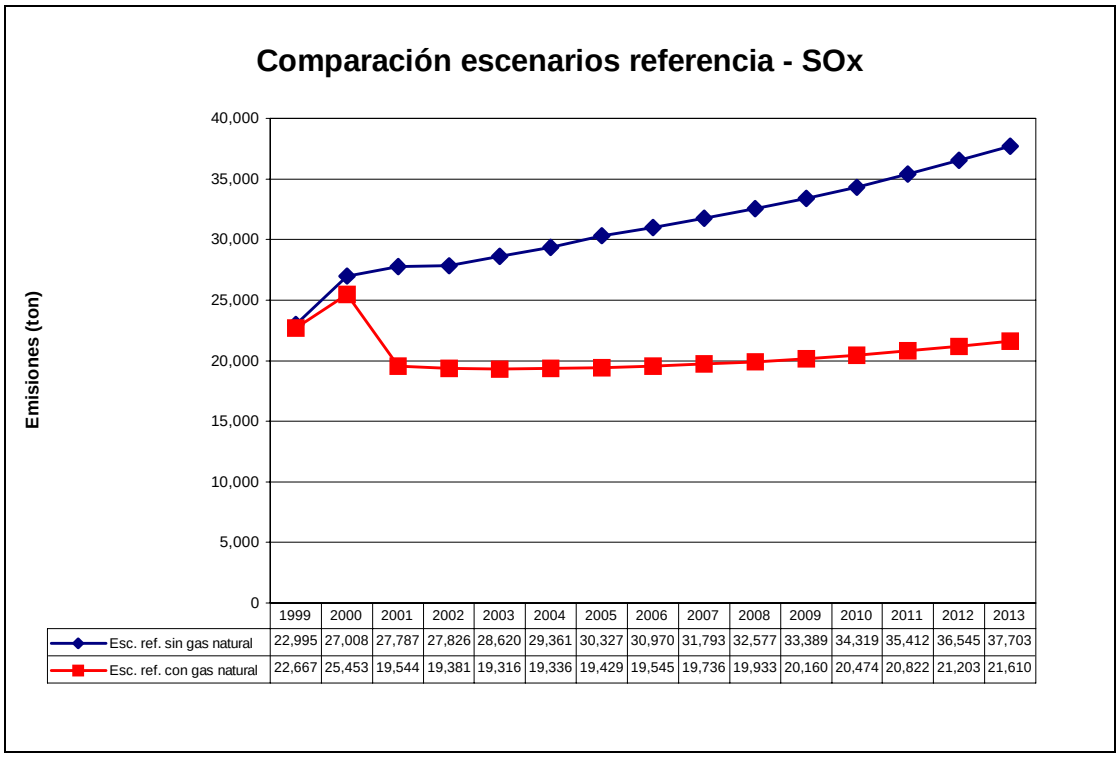
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. sin gas natural	1.46E+05	1.47E+05	1.48E+05	1.49E+05	1.51E+05	1.52E+05	1.54E+05	1.57E+05	1.59E+05	1.62E+05	1.64E+05	1.68E+05	1.71E+05	1.75E+05	1.79E+05
Esc. ref. con gas natural	1.45E+05	1.45E+05	1.43E+05	1.40E+05	1.37E+05	1.36E+05	1.36E+05	1.36E+05	1.36E+05	1.37E+05	1.37E+05	1.38E+05	1.40E+05	1.41E+05	1.43E+05

Gráfica 7.2.c. Comparación de emisiones totales nacionales de NO_x



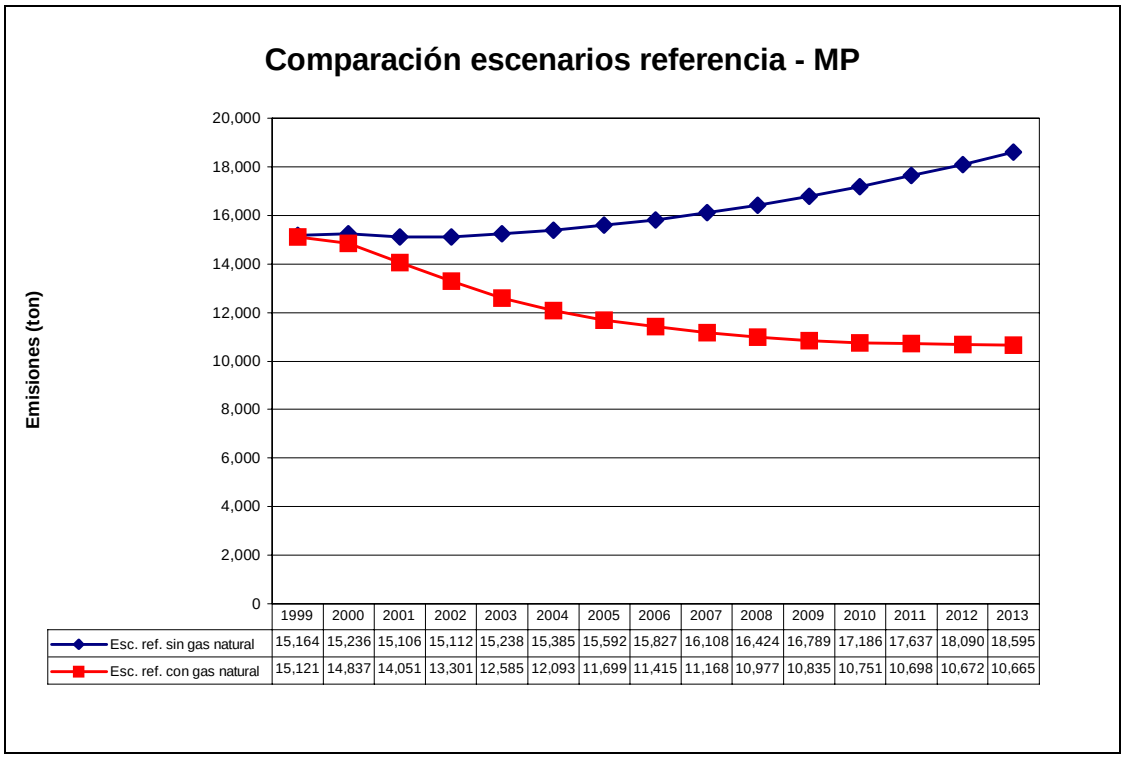
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. sin gas natural	28,572	32,446	33,642	36,740	37,871	39,002	40,425	41,756	43,146	44,500	45,875	47,542	49,227	50,973	52,755
Esc. ref. con gas natural	28,472	31,882	29,796	30,266	30,797	31,371	32,034	32,698	33,413	34,088	34,834	35,691	36,613	37,575	38,570

Gráfica 7.2.d. Comparación de emisiones totales nacionales de SO_x



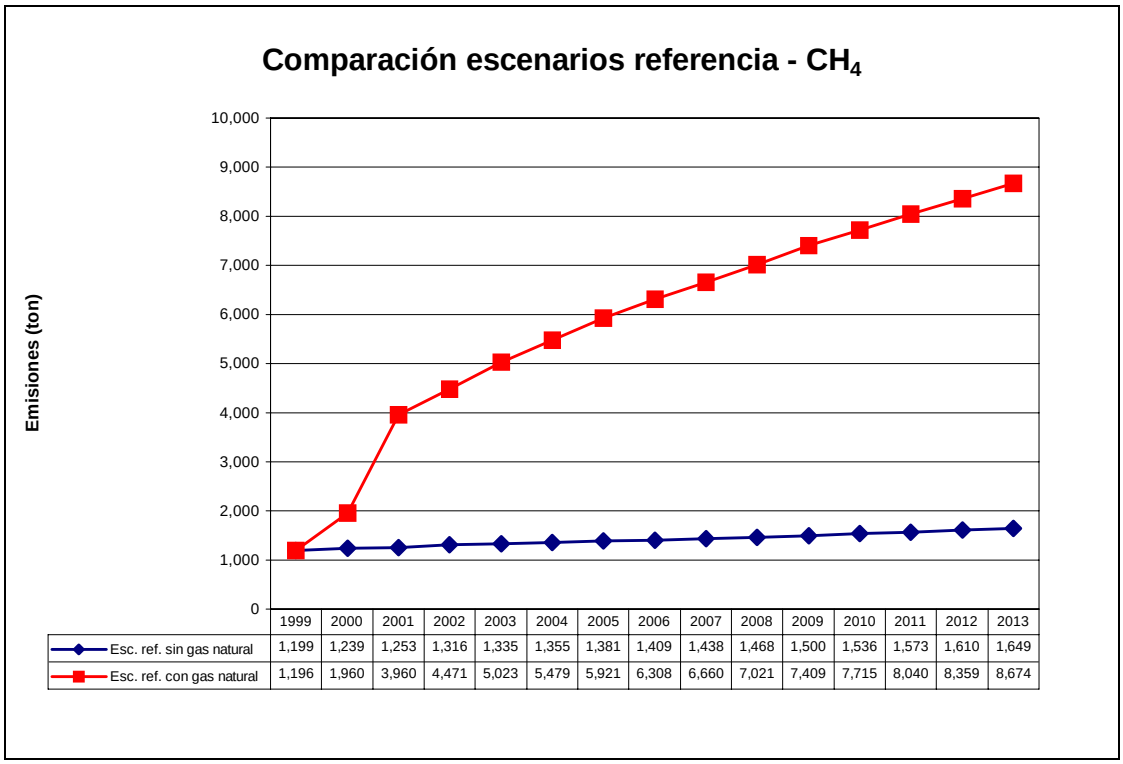
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. sin gas natural	22,995	27,008	27,787	27,826	28,620	29,361	30,327	30,970	31,793	32,577	33,389	34,319	35,412	36,545	37,703
Esc. ref. con gas natural	22,667	25,453	19,544	19,381	19,316	19,336	19,429	19,545	19,736	19,933	20,160	20,474	20,822	21,203	21,610

Gráfica 7.2.e. Comparación de emisiones totales nacionales de MP



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. sin gas natural	15,164	15,236	15,106	15,112	15,238	15,385	15,592	15,827	16,108	16,424	16,789	17,186	17,637	18,090	18,595
Esc. ref. con gas natural	15,121	14,837	14,051	13,301	12,585	12,093	11,699	11,415	11,168	10,977	10,835	10,751	10,698	10,672	10,665

Gráfica 7.2.f. Comparación de emisiones totales nacionales de CH_4



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. ref. sin gas natural	1,199	1,239	1,253	1,316	1,335	1,355	1,381	1,409	1,438	1,468	1,500	1,536	1,573	1,610	1,649
Esc. ref. con gas natural	1,196	1,960	3,960	4,471	5,023	5,479	5,921	6,308	6,660	7,021	7,409	7,715	8,040	8,359	8,674

En el **Cuadro 7.2.a.** se muestran las emisiones totales, las diferencias absolutas y los porcentajes de variación de las emisiones de cada contaminante, entre ambos escenarios, para el último año del período en estudio.

Adicionalmente, en el **Cuadro 7.2.b.** figuran, para los dos escenarios, los porcentajes de crecimiento total de las emisiones y las tasas de crecimiento anual acumulativas en el período 1999-2013.

Cuadro 7.2.a. Porcentaje de variación de las emisiones entre los escenarios para el año 2013

	Emisiones Escenario sin gas natural Año 2013 (ton)	Emisiones Escenario con gas natural Año 2013 (ton)	Diferencia Emisiones Entre escenarios Año 2013 (ton)	Variación Emisiones entre escenarios Año 2013 (%)
CO_2	1.09 E+07	9.29 E+06	- 1.63 E+06	**- 14.9**
CO	1.79 E+05	1.43 E+05	- 3.62 E+04	**- 20.2**
NO_x	52.755	38.570	- 14.185	**- 26.9**
SO_x	37.703	21.610	- 16.093	**- 42.7**
MP	18.595	10.665	- 7.930	**- 42.7**
CH_4	1.649	8.674	+ 7.025	**+ 426.0**

Cuadro 7.2.b. Tasas de crecimiento acumulativas anuales (TCAA) y porcentajes de crecimiento total (PCT) de las emisiones para el período 1999 – 2013

	TCAA Emisiones Escenario sin gas natural (%)	TCAA Emisiones Escenario con gas natural (%)	PCT Emisiones Escenario sin gas natural (%)	PCT Emisiones Escenario con gas natural (%)
CO_2	2.9	1.7	48.1	26.6
CO	1.5	- 0.1	22.9	- 1.8
NO_x	4.5	2.2	84.6	35.5
SO_x	3.6	- 0.3	64.0	-4.7
MP	1.5	-2.5	22.6	-29.5
CH_4	2.3	15.2	37.6	625.4

Como se observa en el **Cuadro 7.2.a.**, las emisiones de la mayoría de los contaminantes considerados en el presente estudio al final del período (año 2013) son menores en el escenario con gas natural (GN) que las del escenario sin la introducción de este combustible. La única excepción la constituye el gas metano, que presenta un valor significativamente mayor para el escenario con GN.

Las emisiones de metano en el año 2013, cuando se tiene la presencia de GN en la matriz energética de Uruguay, más que cuadruplican (426%) a las que se observarían en ese mismo año si no se contara con dicha fuente de energía. Obsérvese que la tasa de crecimiento acumulativa anual para este gas en el período 1999 – 2013 es de apenas el 2.3% para el escenario sin GN, mientras que la misma es de 15.2% para el escenario con GN. Esto conduce a la diferencia antes señalada, que expresada en masa de gas metano, equivale a más de 7 mil toneladas.

El contaminante que experimenta la menor variación porcentual (menor al 15%) entre los escenarios de referencia es el CO_2, cuya TCAA pasa del 2.9% al 1.7% de un escenario a otro. Cabe señalar que si bien este gas presenta la menor disminución porcentual entre los demás contaminantes, la diferencia para el año 2013, expresada en masa de gas contaminante, es la mayor de todas: 1.63 millones de toneladas.

Las emisiones de los demás contaminantes presentan, al igual que el CO_2, variaciones negativas durante todo el período de estudio como resultado de la comparación entre ambos escenarios de referencia. Es decir, que las emisiones en el caso con GN son menores a las emisiones estimadas para la situación sin GN, conduciendo a diferencias porcentuales negativas para el año 2013 de magnitudes que van desde el 20.3% para el CO hasta el 42.7% para los SO_x. Los óxidos de nitrógeno y el MP presentan diferencias porcentuales intermedias, del orden del 27% y el 43%, respectivamente.

Del análisis de la información presentada en el **Cuadro 7.2.b.**, se destaca lo que sucede con las TCAA de los SO_x y el MP, las cuales son aproximadamente 4 puntos porcentuales menores para el escenario con GN. Para el caso de los SO_x se produce una disminución del 4.7% desde el año 1999 al 2013 para el escenario con GN, en lugar del crecimiento del 64% que se obtiene para el escenario sin GN. Para el caso del MP, las emisiones del año 2013 serían casi 23% mayores a las del año 1999 en el caso sin GN. Pero cuando se introduce el GN, la relación se invierte y las registradas en el 2013 resultan un 29% inferiores a las del año 1999.

Para el CO_2, el CO y los NO_x, las TCAA en el escenario con GN son entre 1.2 y 2.3 puntos porcentuales menores que las del escenario sin GN. Esto resulta en porcentajes totales de crecimiento para el período 1999 – 2013, que si bien difieren entre 20 y 50 puntos porcentuales entre escenarios, no llegan a ser tan diferentes como lo eran para los contaminantes referidos en el párrafo anterior.

En este punto resulta interesante comparar sobre una base común la reducción observada en las emisiones de CO_2 y el aumento registrado en las de CH_4. Para ello, se utiliza un índice llamado Potencial de Calentamiento Atmosférico (PCA) que refleja el impacto o contribución relativa de un determinado gas en el forzamiento radiativo (el aumento de la capacidad natural de la atmósfera para retener el calor emitido desde la superficie terrestre).

Por ejemplo, el PCA para el CH_4 permite evaluar la contribución relativa de la unidad de masa de CH_4 al calentamiento global, con relación a la misma cantidad de masa de CO_2 para un lapso de tiempo determinado (horizonte de tiempo). El factor que se utiliza para calcular el PCA a 100 años del CH_4 es igual a 21. En el **Cuadro 7.2.c.** se muestran los PCA obtenidos para las diferencias obtenidas en las emisiones de CH_4 y CO_2 entre los escenarios de referencia.

Cuadro 7.2.c. Potenciales de Calentamiento Atmosférico de las diferencias entre los escenarios de referencia, en el año 2013, para CH_4 y CO_2.

Gas	Dif. emisiones Entre escenarios Año 2013 (ton)	Factor	Potencial de Calentamiento Atmosférico
CO_2	- 1.630.000	1	- 1.630.000
CH_4	+ 7.025	21	+ 147.525

Mediante la observación de los PCA de los mencionados gases de efecto invernadero, se desprende que a pesar del gran aumento porcentual de las emisiones de metano que ocasiona la introducción del gas natural, el impacto que éstas tienen sobre el calentamiento global se encuentra totalmente neutralizado, e incluso ampliamente superado, por la disminución en las emisiones de CO_2 que ocurre también gracias a la introducción del referido combustible.

Visto de otra manera, para el año 2013, en el escenario sin GN se tiene un PCA de 10.934.629 toneladas, debido a los aportes del CO_2 (10.900.000 toneladas) y del CH_4 (34.629 toneladas = 1.649 x 21). En la situación con GN, se obtiene un valor de PCA igual a 9.472.154 toneladas, suma de los aportes de estos mismos gases. Por lo tanto, al transitar por el escenario con GN, resulta que el aporte al calentamiento global de estos gases de efecto invernadero en el año 2013, es del orden de un 13% menor al que se tendría si se transitara por el escenario sin GN.

7.3 Comparación de las proyecciones de emisiones por sector

Las contribuciones sectoriales a las diferencias que se registran entre los escenarios de referencia con y sin gas natural se presentan en las **Gráficas 7.3.a.** a **7.3.f.** para cada uno de los contaminantes considerados durante el período 1999-2013. A los efectos de evaluar los cambios, a continuación se hace un resumen de los cambios en el último año del período considerado.

Al comparar ambos escenarios, la reducción de 1.8 millones de toneladas registrada al final del período para las emisiones de CO_2 resulta principalmente de la ocurrida en los sectores Eléctrico, Residencial e Industrial. En el año 2013, el primero de estos sectores aporta más del 56% de la reducción, el segundo el 19.5% y el Industrial el 16.5%. Los sectores Comercial y el de Oferta de gas presentan aumentos en las emisiones del referido gas, y sumados superan las 160 mil toneladas. Por lo tanto, para ese último año, las emisiones de CO_2 son 1.63 millones de toneladas menores para el escenario con GN que las que se obtienen en el escenario sin GN.

Las emisiones de CO en presencia de GN resultan ser, en el último año del período, menores a las que se obtienen en ausencia de esta fuente de energía en una cifra cercana a las 36 mil toneladas. En este caso, los aportes de los diferentes sectores son en el mismo sentido, es decir, no se registran emisiones mayores para el escenario con GN en ninguno de ellos. El sector Residencial es el responsable de más del 91% de la diferencia entre ambos escenarios en el año 2013, presentando contribuciones menores los sectores Transporte (2.3%), Comercial (2.1%), Eléctrico (1.9%), Oferta de gas (1.8%) e Industrial (0.8%).

Al restar las emisiones de NO_x en el escenario sin GN de las del escenario con GN se obtiene una diferencia negativa neta de 14.185 toneladas para el año 2013. Dicha diferencia resulta de las menores emisiones que presentan los sectores Eléctrico, Industrial, Residencial y Transporte en el caso con GN (14.511 toneladas), contrarrestadas en pequeña medida por una diferencia positiva de escasa magnitud (326 toneladas) obtenida en los sectores Oferta de gas y Comercial. La mayor parte de la diferencia negativa (86.6%) se registra en el sector Eléctrico.

Las emisiones de SO_x en el caso con GN resultan ser, para el último año estudiado, de casi 16.100 toneladas menores a las del caso sin GN. La diferencia entre las emisiones de ambos casos obtenida para el sector Eléctrico justifica más del 71% de la diferencia total, mientras que casi un 24% corresponde a la del sector Industrial.

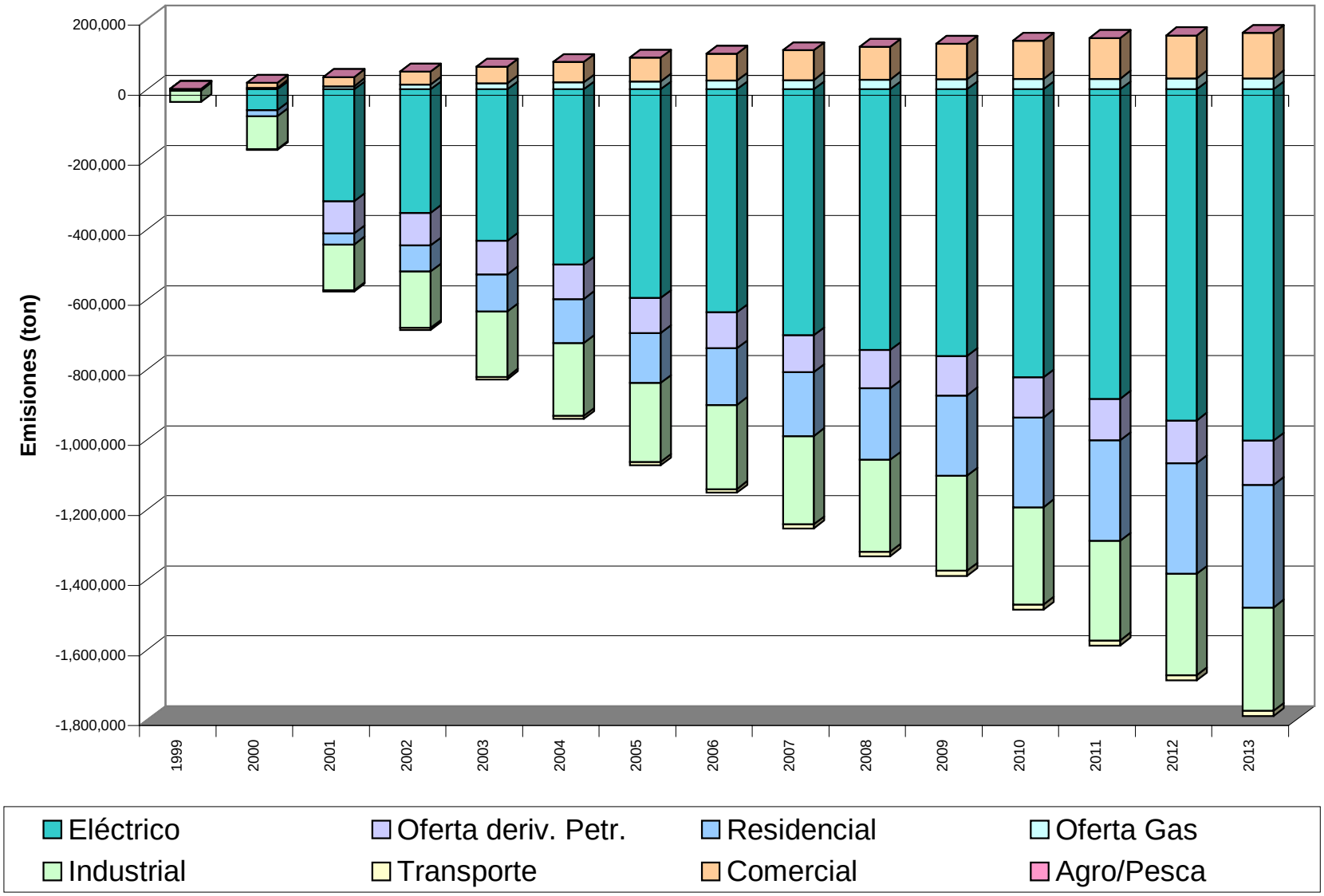
En lo relativo a las emisiones de MP, el sector Residencial presenta una diferencia negativa entre escenarios del orden de 6.675 toneladas, que sumadas a las correspondientes a los sectores Eléctrico, Industrial, Comercial y Transporte, de menor magnitud, resultan en una diferencia negativa de 7.947 toneladas. Descontando la diferencia positiva encontrada en el sector Oferta de gas, debido al aumento de 17 toneladas de MP como consecuencia de la introducción de GN, se obtiene una diferencia neta negativa de 7.930 toneladas para el año 2013.

Por último, a diferencia de los casos anteriores, las emisiones de CH_4 registran una diferencia neta positiva. Esa diferencia responde básicamente a las mayores emisiones de metano del sector Oferta de gas, contrarrestadas en muy pequeña proporción por diferencias negativas de los sectores Residencial y Eléctrico, principalmente.

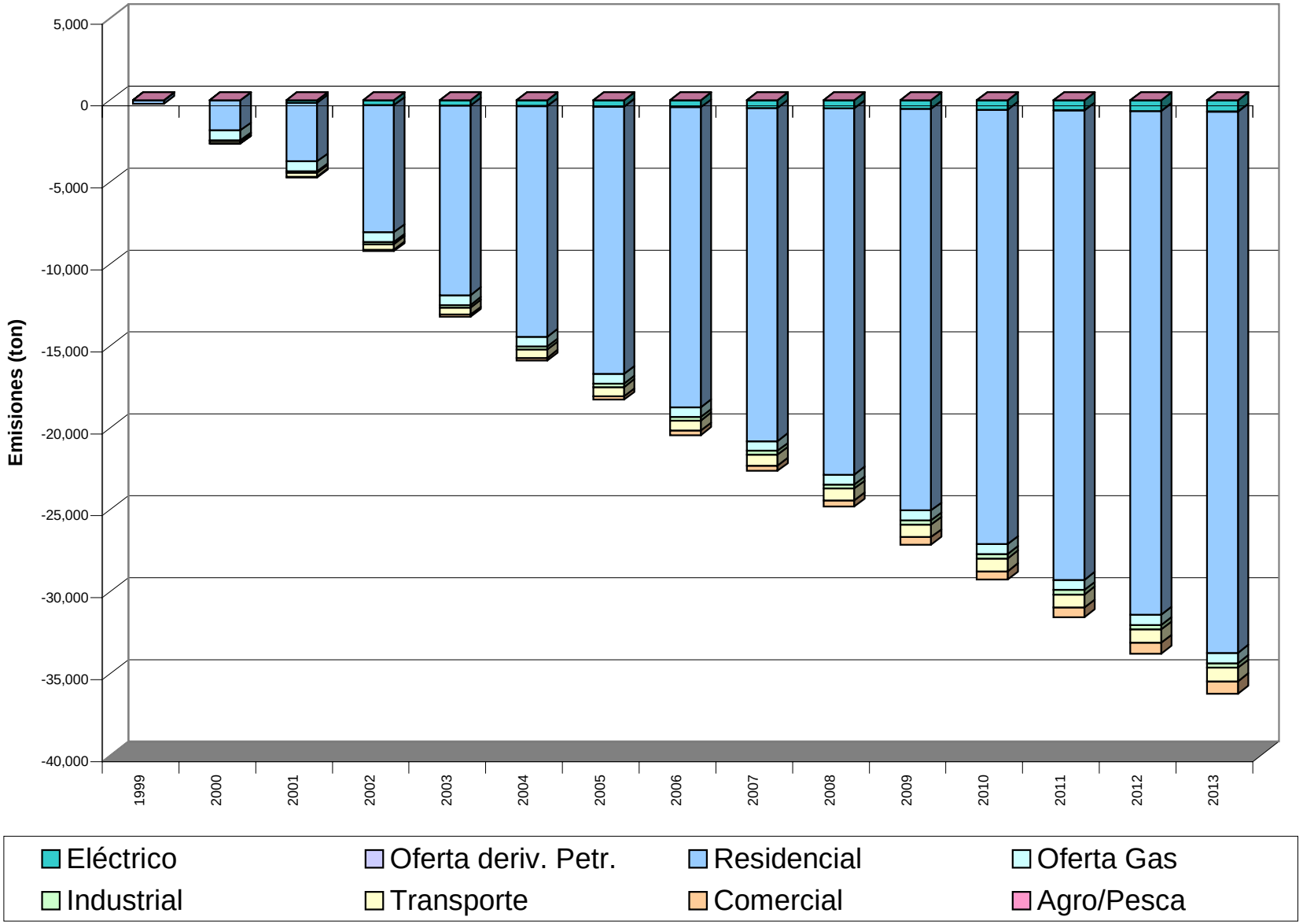
Como se expresara en la sección anterior y según los resultados presentados en el capítulo 5, las diferencias en materia de emisiones se explican en gran medida por los siguientes resultados del escenario energético:

- Sector eléctrico - Sustitución de fuel oil y diesel por el gas natural en la generación térmica.
- Residencial - Sustitución de leña, fuel oil, kerosene y gas licuado de petróleo por gas natural.
- Oferta de gas - Incorporación del gas natural a la matriz energética, participando con un 25% de la oferta de energía primaria al cabo de 15 años.
- Industrial – Sustitución de leña y fuel oil por gas natural.
- Transporte – Sustitución de diesel por gas natural.
- Comercial – Sustitución de gas licuado de petróleo por gas natural.

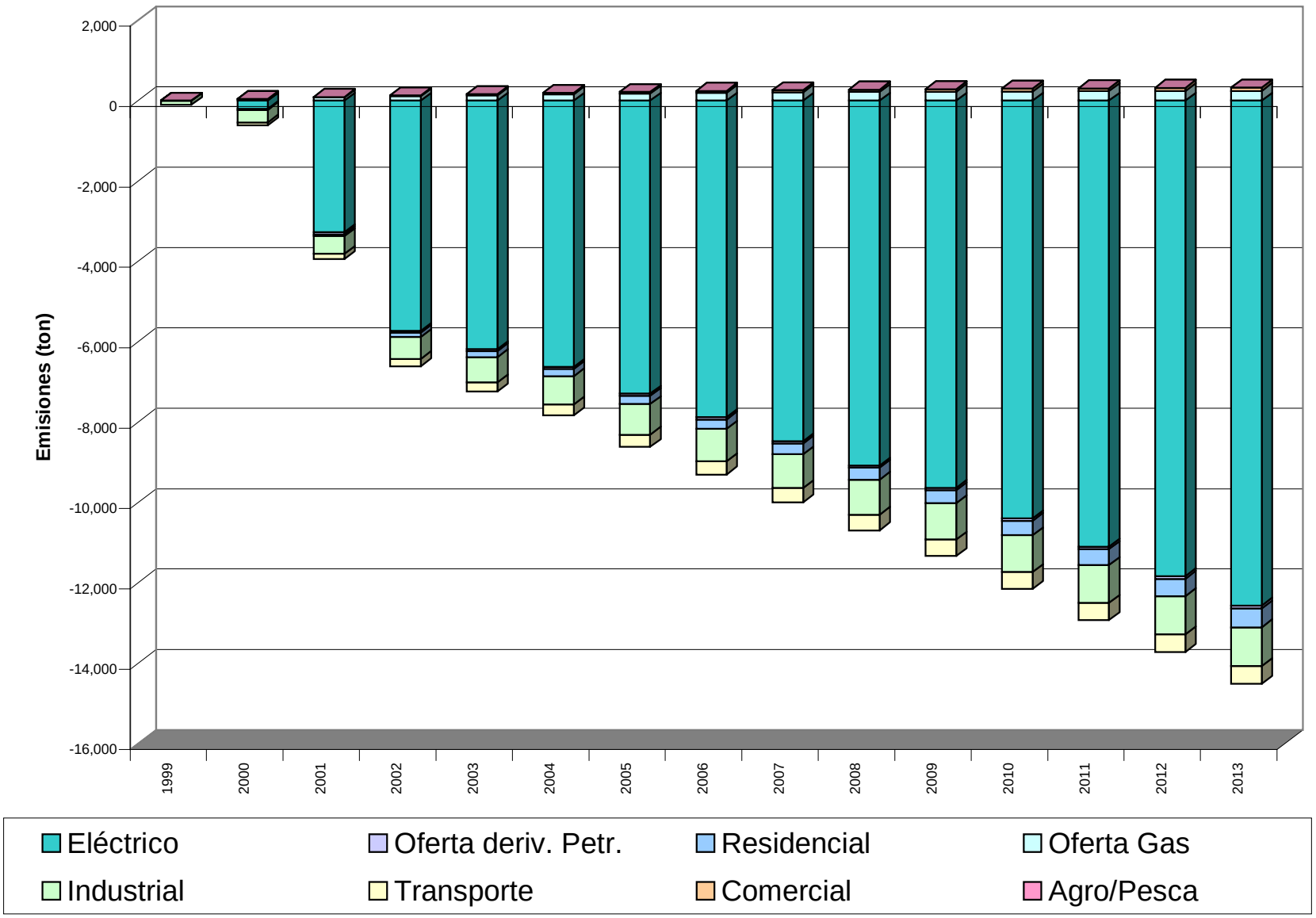
Gráfica 7.3.a. Variación de emisiones de CO_2 entre los escenarios de referencia, por sector



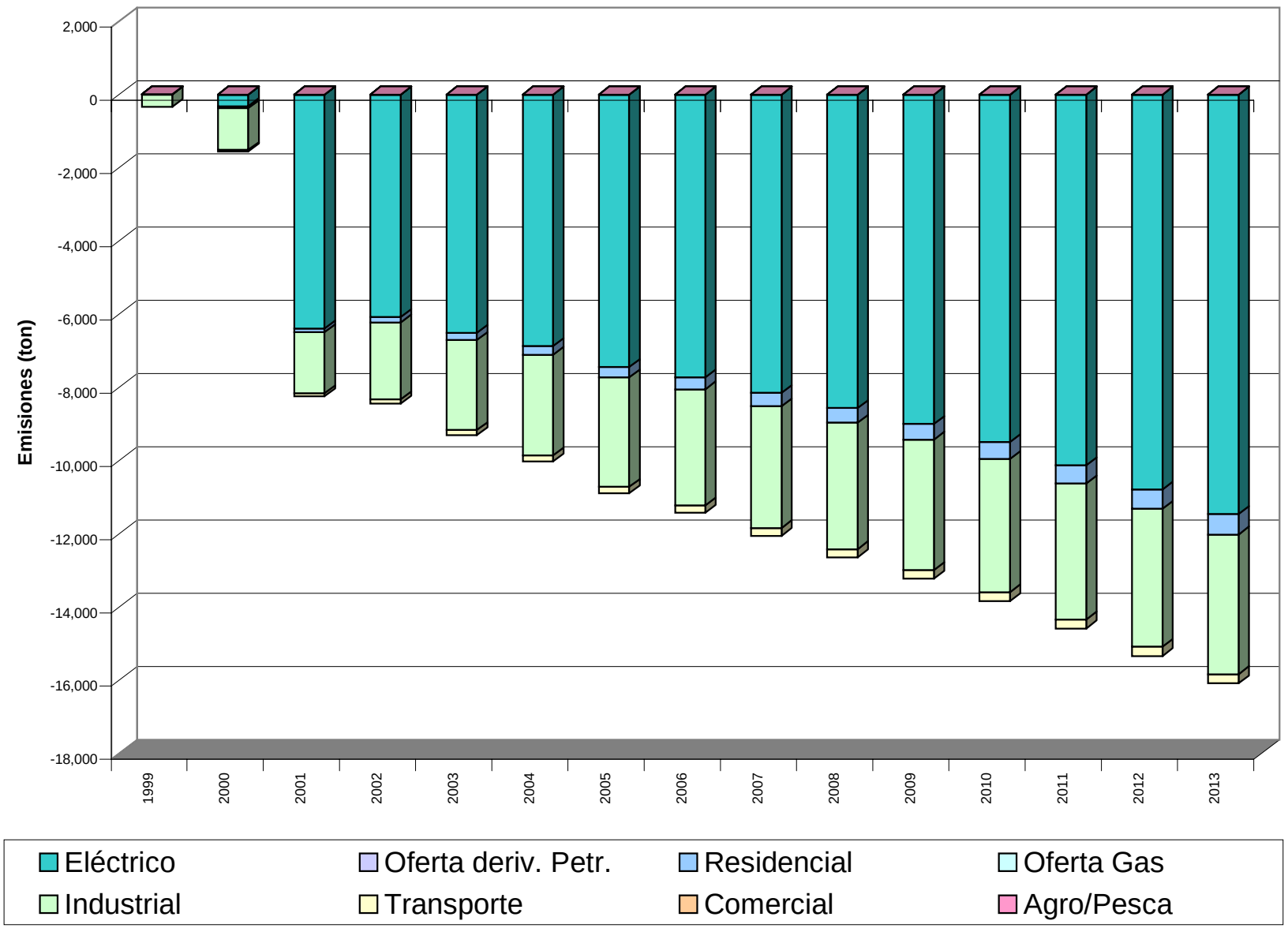
Gráfica 7.3.b. Variación de emisiones de CO entre los escenarios de referencia, por sector



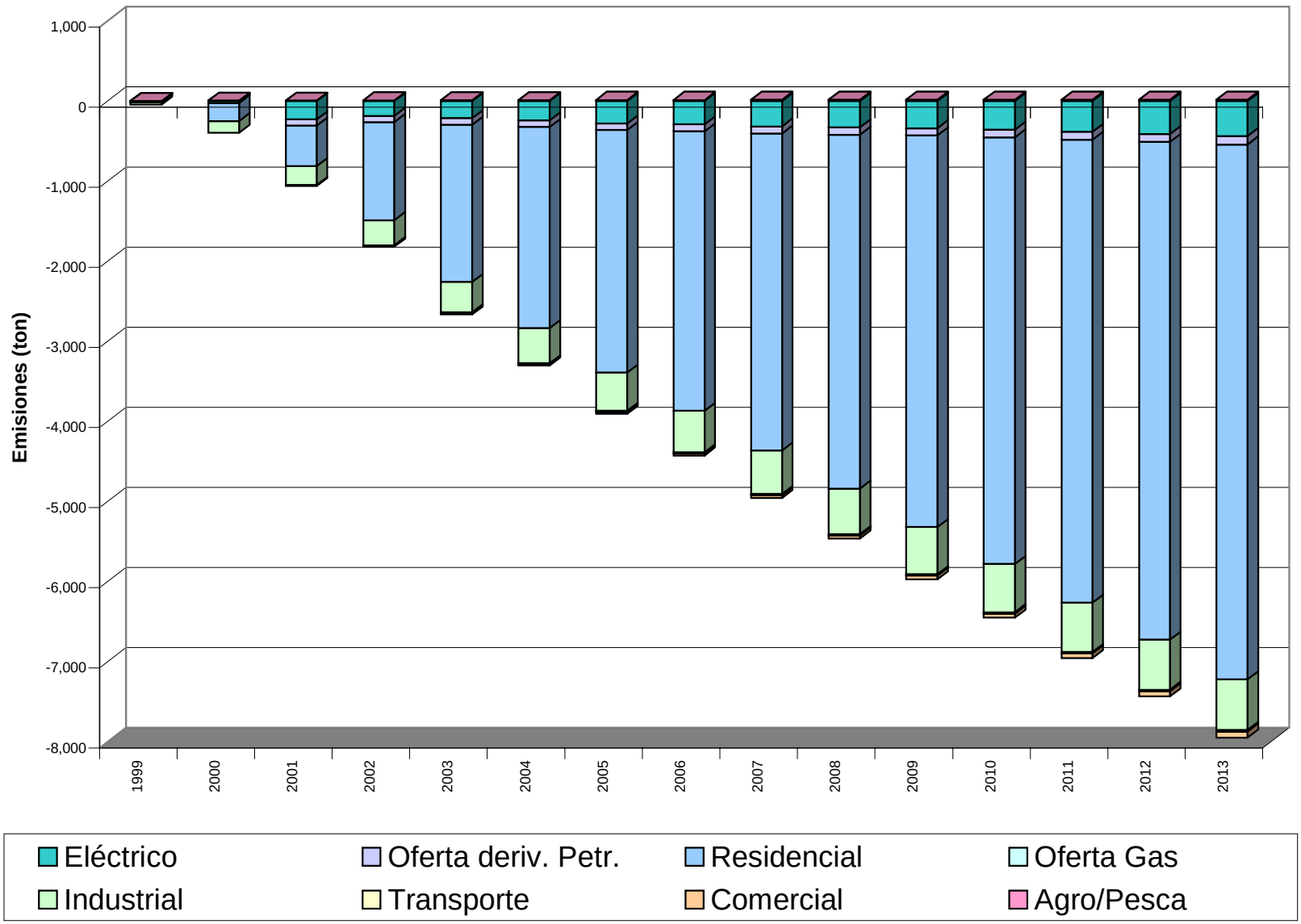
Gráfica 7.3.c. Variación de emisiones de NO_x entre los escenarios de referencia, por sector



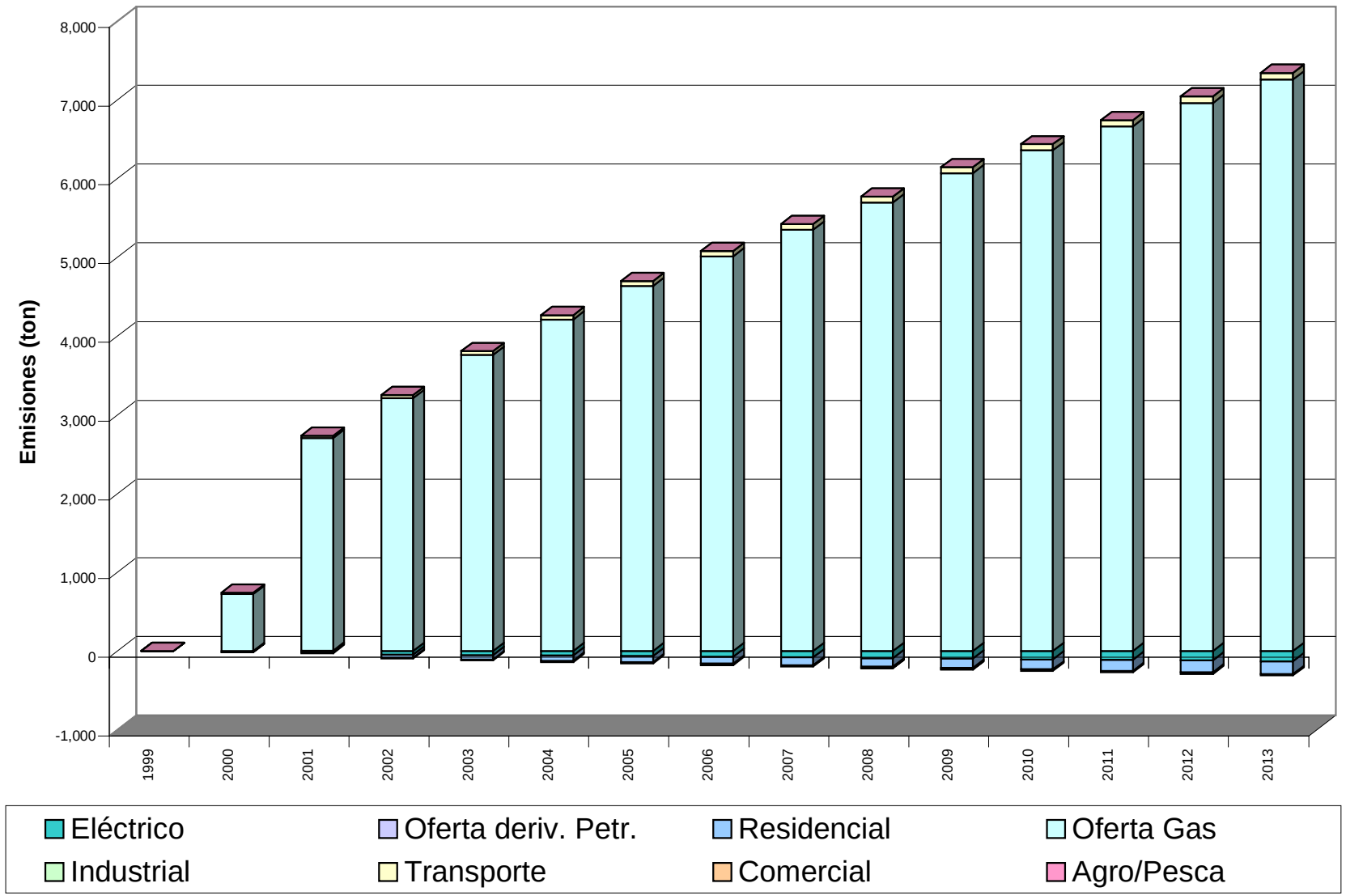
Gráfica 7.3.d. Variación de emisiones de SO_x entre los escenarios de referencia, por sector



Gráfica 7.3.e. Variación de emisiones de MP entre los escenarios de referencia, por sector



Gráfica 7.3.f. Variación de emisiones de CH_4 entre los escenarios de referencia, por sector



7.4 Comparación de las proyecciones sectoriales de las emisiones para los escenarios de referencia con y sin gas natural

En esta sección se presenta una comparación de las proyecciones sectoriales de las emisiones para los escenarios de referencia con y sin gas natural.

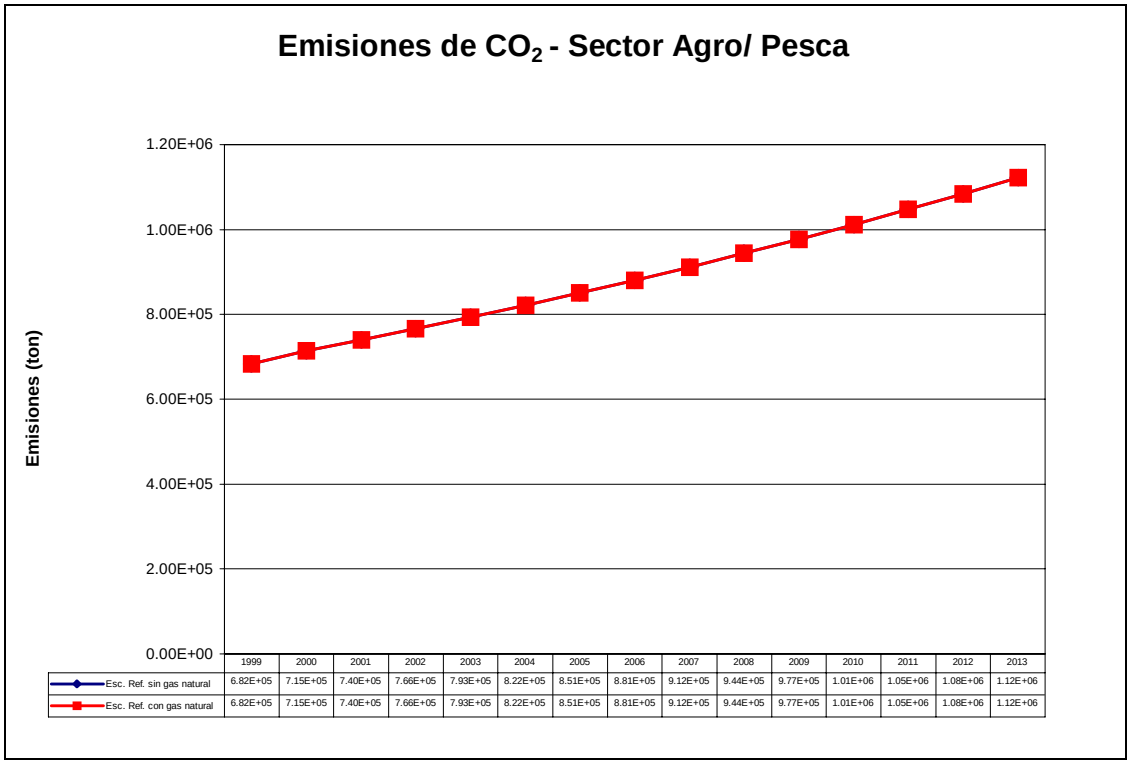
7.4.1 Proyecciones del sector Agro/ Pesca

Para este sector, las proyecciones para ambos escenarios coinciden, ya que no se considera la introducción del gas natural en las actividades comprendidas en el mismo. No obstante, se presentan a continuación (en las **Gráficas 7.4.1.a** a **7.4.1.f**.) dichas proyecciones coincidentes, para las emisiones de los diferentes contaminantes atmosféricos, a los efectos de analizar su evolución a lo largo del período.

Las emisiones de los seis contaminantes considerados presentan un comportamiento homogéneo respecto a su crecimiento, ya que todos ellos poseen una tasa de crecimiento acumulativa anual (TCAA) cercana al 4%, alcanzando entre el 1999 y el 2013 un porcentaje de crecimiento total (PCT) del orden del 65%.

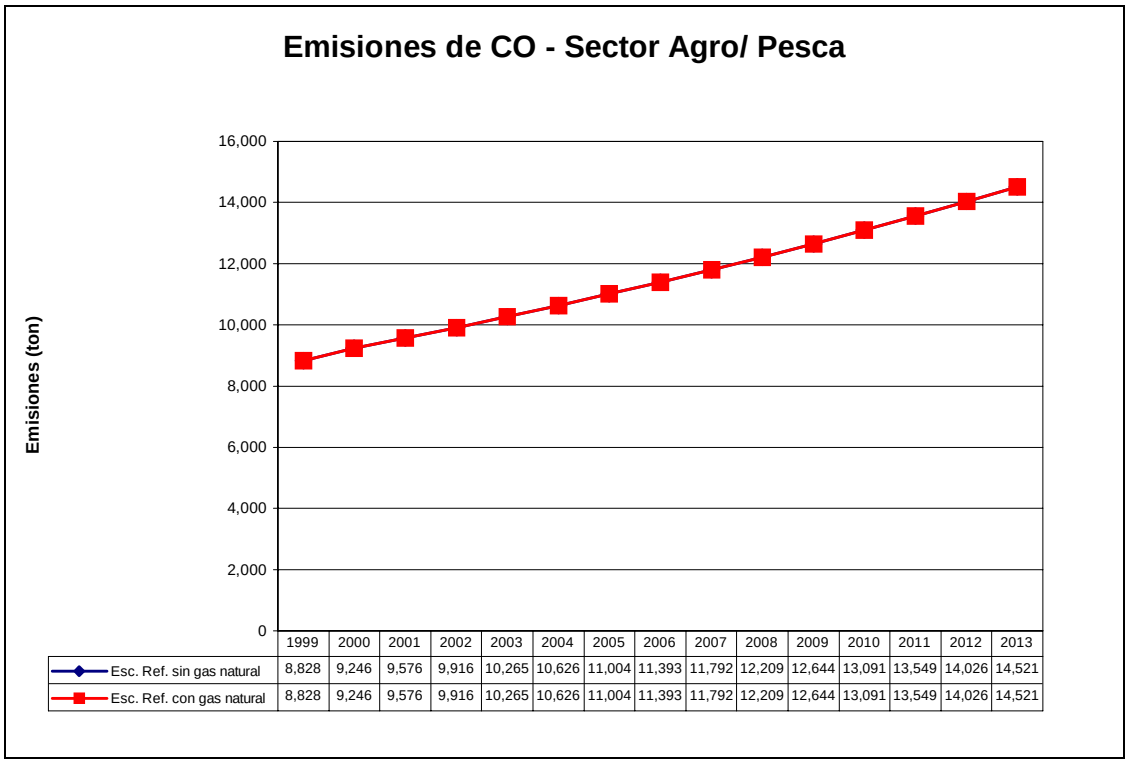
Cabe señalar que el crecimiento en valor absoluto de las emisiones de los diferentes contaminantes atmosféricos, presenta valores muy dispares. Por ejemplo, la diferencia registrada entre las emisiones de material particulado al final y al comienzo del período no alcanza las 60 toneladas, mientras que esta misma diferencia para el dióxido de carbono es mayor a las 440 mil toneladas.

Gráfica 7.4.1.a. Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector Agro/ Pesca



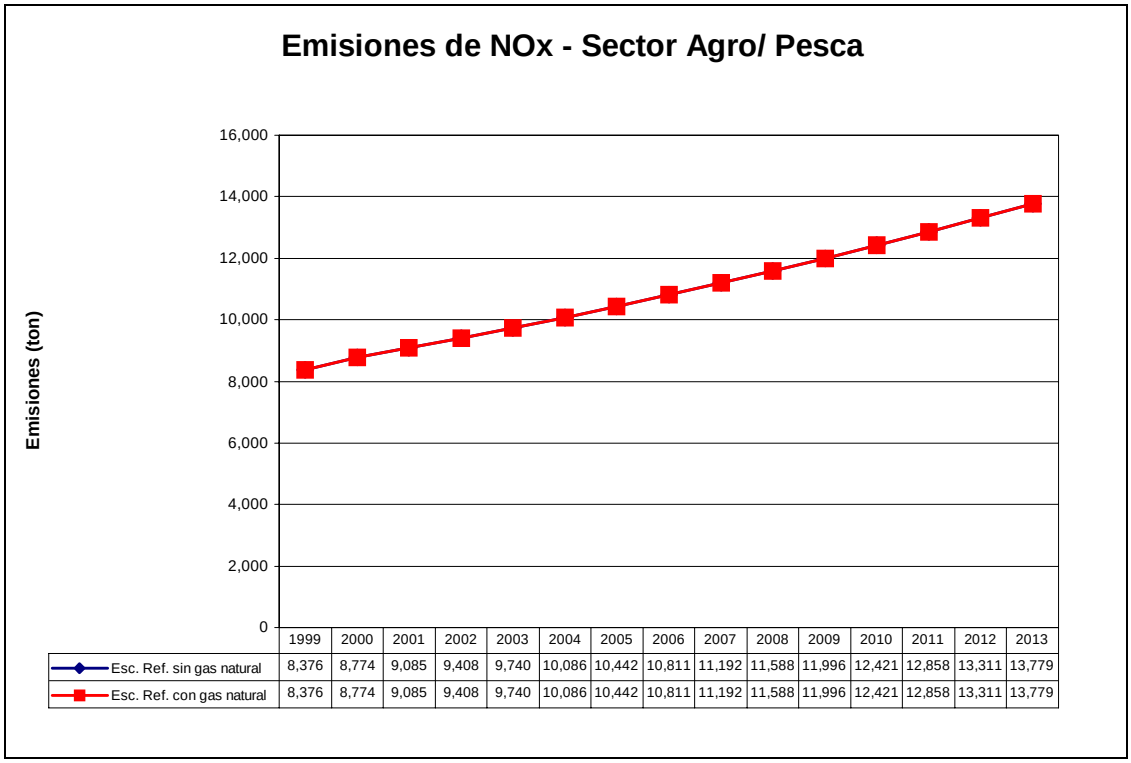
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	6.82E+05	7.15E+05	7.40E+05	7.66E+05	7.93E+05	8.22E+05	8.51E+05	8.81E+05	9.12E+05	9.44E+05	9.77E+05	1.01E+06	1.05E+06	1.08E+06	1.12E+06
Esc. Ref. con gas natural	6.82E+05	7.15E+05	7.40E+05	7.66E+05	7.93E+05	8.22E+05	8.51E+05	8.81E+05	9.12E+05	9.44E+05	9.77E+05	1.01E+06	1.05E+06	1.08E+06	1.12E+06

Gráfica 7.4.1.b. Proyecciones de emisiones de CO del sector Agro/ Pesca



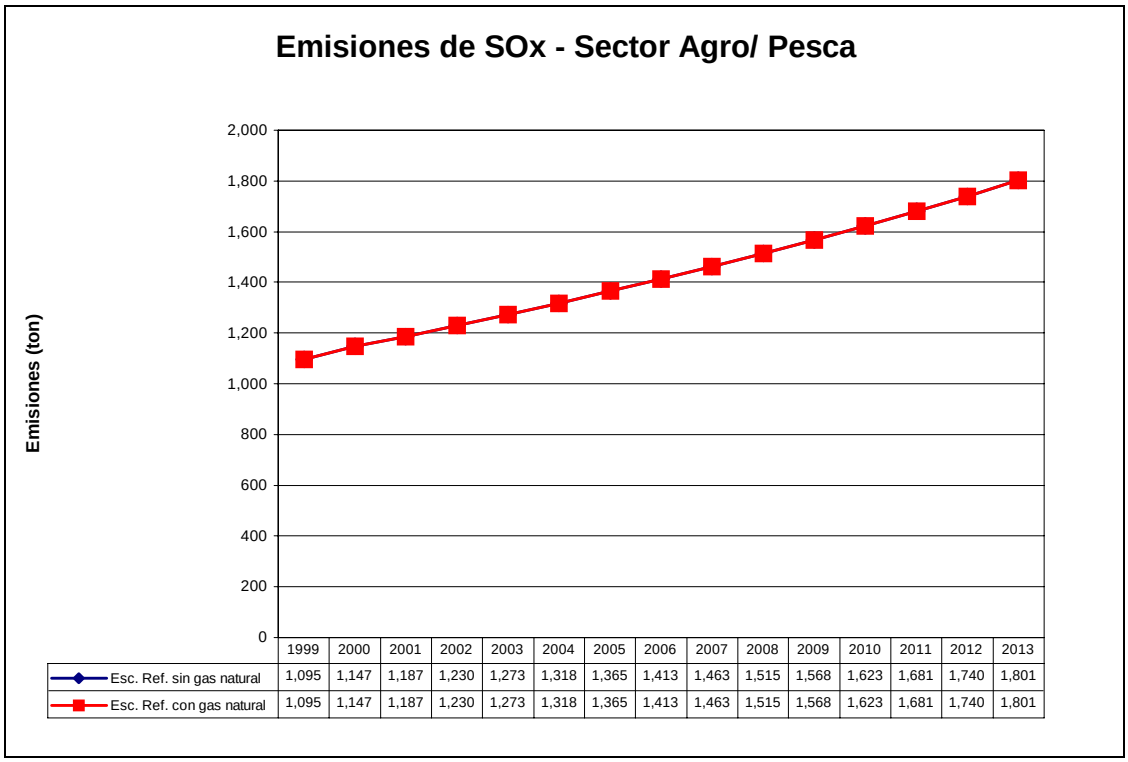
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	8,828	9,246	9,576	9,916	10,265	10,626	11,004	11,393	11,792	12,209	12,644	13,091	13,549	14,026	14,521
Esc. Ref. con gas natural	8,828	9,246	9,576	9,916	10,265	10,626	11,004	11,393	11,792	12,209	12,644	13,091	13,549	14,026	14,521

Gráfica 7.4.1.c. Proyecciones de emisiones de NO_x del sector Agro/ Pesca



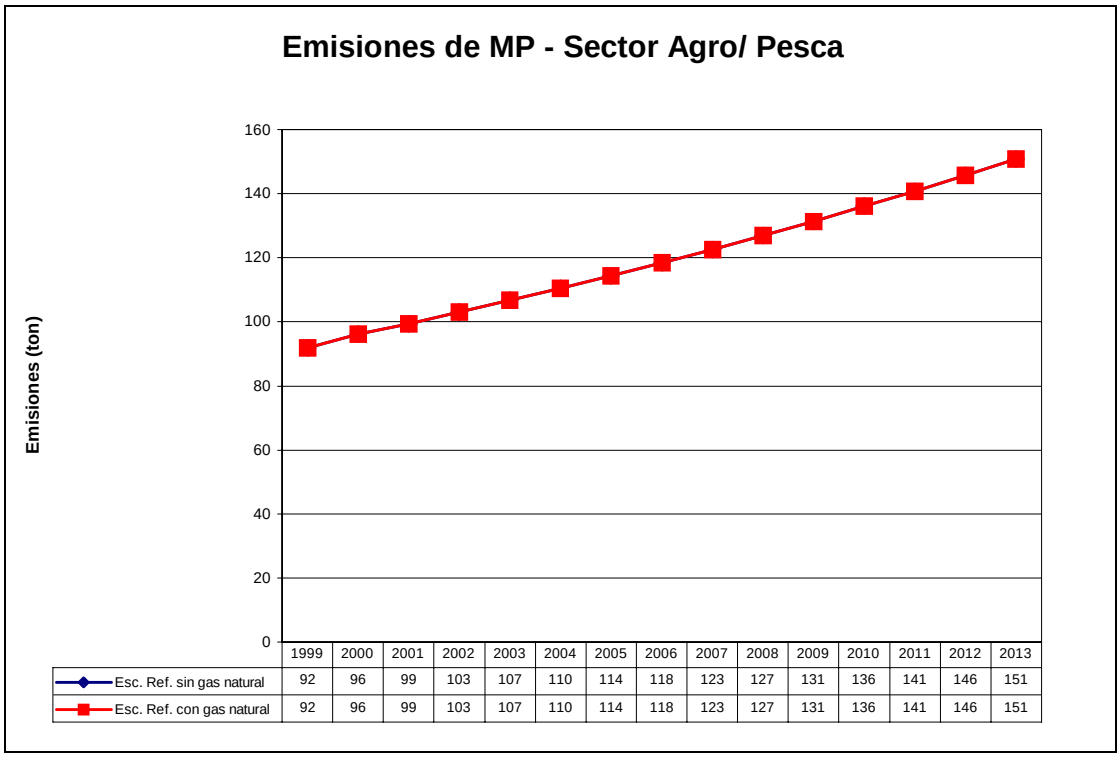
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	8,376	8,774	9,085	9,408	9,740	10,086	10,442	10,811	11,192	11,588	11,996	12,421	12,858	13,311	13,779
Esc. Ref. con gas natural	8,376	8,774	9,085	9,408	9,740	10,086	10,442	10,811	11,192	11,588	11,996	12,421	12,858	13,311	13,779

Gráfica 7.4.1.d. Proyecciones de emisiones de SO_x del sector Agro/ Pesca



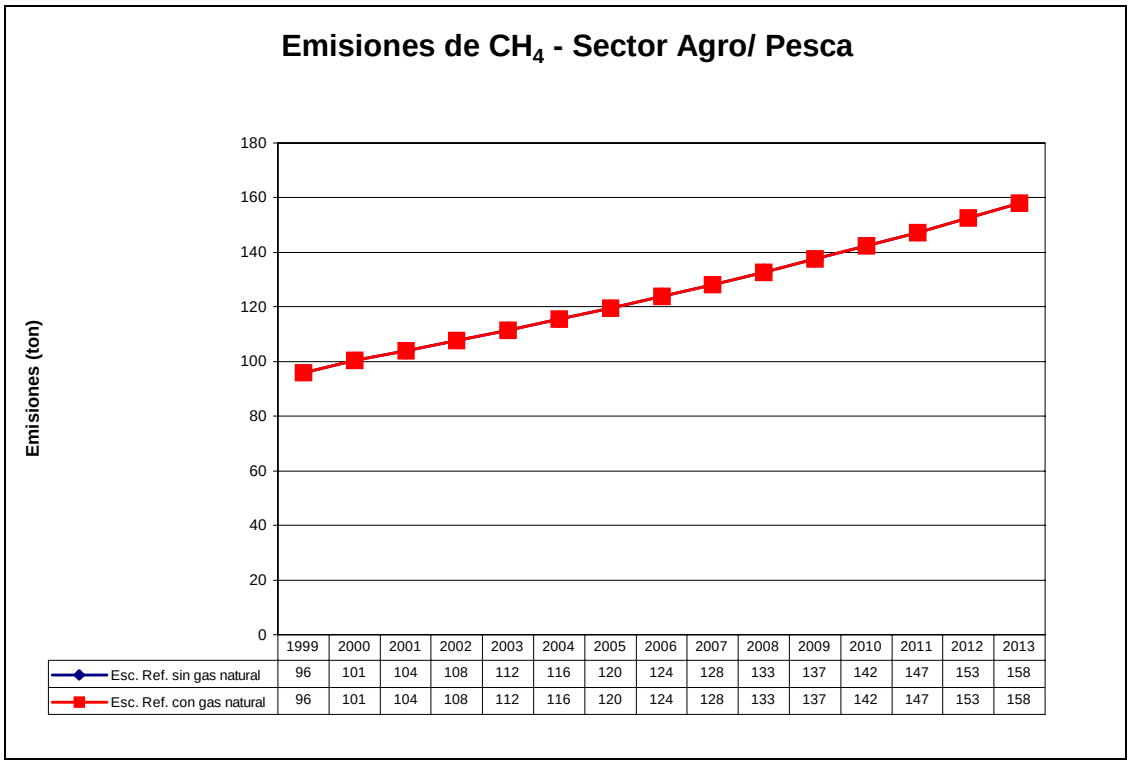
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	1,095	1,147	1,187	1,230	1,273	1,318	1,365	1,413	1,463	1,515	1,568	1,623	1,681	1,740	1,801
Esc. Ref. con gas natural	1,095	1,147	1,187	1,230	1,273	1,318	1,365	1,413	1,463	1,515	1,568	1,623	1,681	1,740	1,801

Gráfica 7.4.1.e. Proyecciones de emisiones de MP del sector Agro/ Pesca



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	92	96	99	103	107	110	114	118	123	127	131	136	141	146	151
Esc. Ref. con gas natural	92	96	99	103	107	110	114	118	123	127	131	136	141	146	151

Gráfica 7.4.1.f. Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector Agro/ Pesca



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	96	101	104	108	112	116	120	124	128	133	137	142	147	153	158
Esc. Ref. con gas natural	96	101	104	108	112	116	120	124	128	133	137	142	147	153	158

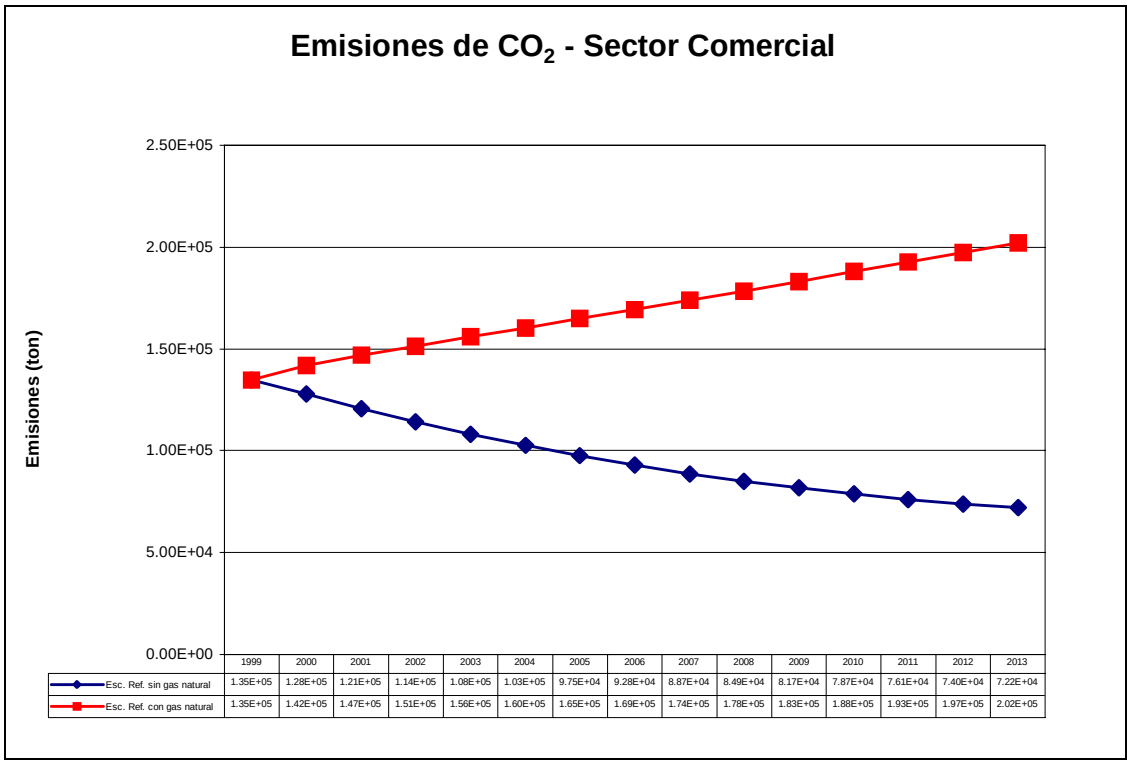
7.4.2 Proyecciones del sector Comercial

En las **Gráficas 7.4.2.a.** a **7.4.2.f.** se presentan las proyecciones obtenidas para los escenarios de referencia, de las emisiones de los diferentes contaminantes atmosféricos correspondientes al sector Comercial.

En el sector Comercial, la comparación de las emisiones de ambas proyecciones presenta características diferentes según el contaminante considerado. Las correspondientes al CO_2 y a los NO_x son mayores en el escenario con GN, debido a la disminución del consumo de electricidad en este sector como consecuencia del aumento del uso de ese nuevo combustible. Es decir, la quema de GN para satisfacer una porción de la demanda energética del sector que en el caso sin GN se satisfacía con electricidad (emisiones nulas), da lugar a la emisión de CO_2 y NO_x.

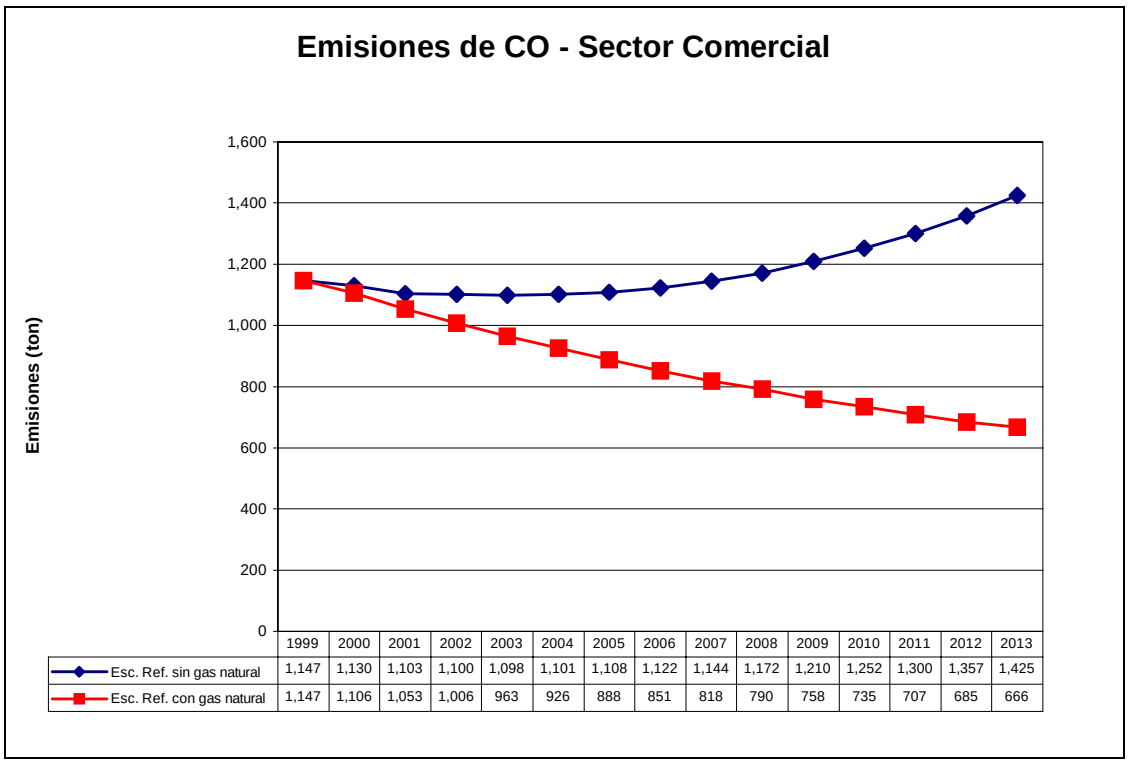
Cabe señalar que el GN sustituye además combustibles tales como la leña y el diesel, que también producen dichos gases e incluso presentan mayores factores de emisión (expresados en masa de contaminante por unidad de energía generada) que el GN. Sin embargo, dada la poca relevancia de esos combustibles en el consumo total del sector, la disminución en las emisiones debido a esta sustitución no es suficiente para contrarrestar el aumento de las mismas que se produce por la sustitución de la electricidad.

Gráfica 7.4.2.a. Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector Comercial



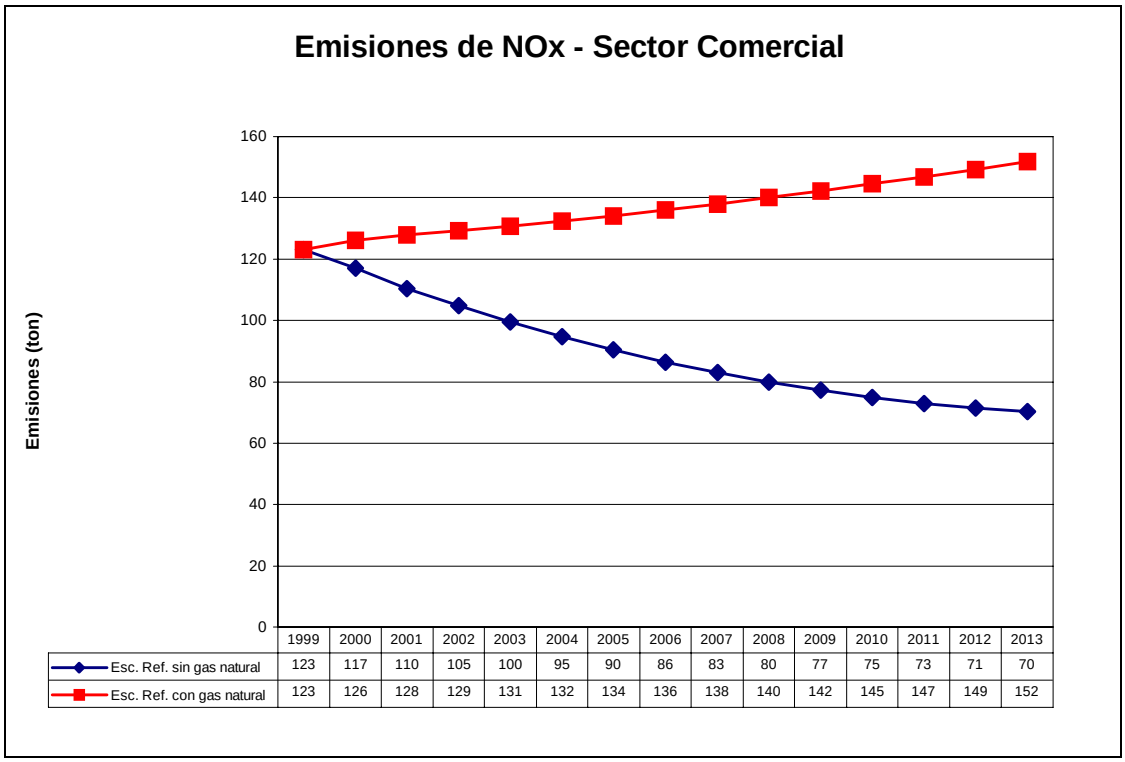
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	1.35E+05	1.28E+05	1.21E+05	1.14E+05	1.08E+05	1.03E+05	9.75E+04	9.28E+04	8.87E+04	8.49E+04	8.17E+04	7.87E+04	7.61E+04	7.40E+04	7.22E+04
Esc. Ref. con gas natural	1.35E+05	1.42E+05	1.47E+05	1.51E+05	1.56E+05	1.60E+05	1.65E+05	1.69E+05	1.74E+05	1.78E+05	1.83E+05	1.88E+05	1.93E+05	1.97E+05	2.02E+05

Gráfica 7.4.2.b. Proyecciones de emisiones de CO del sector Comercial



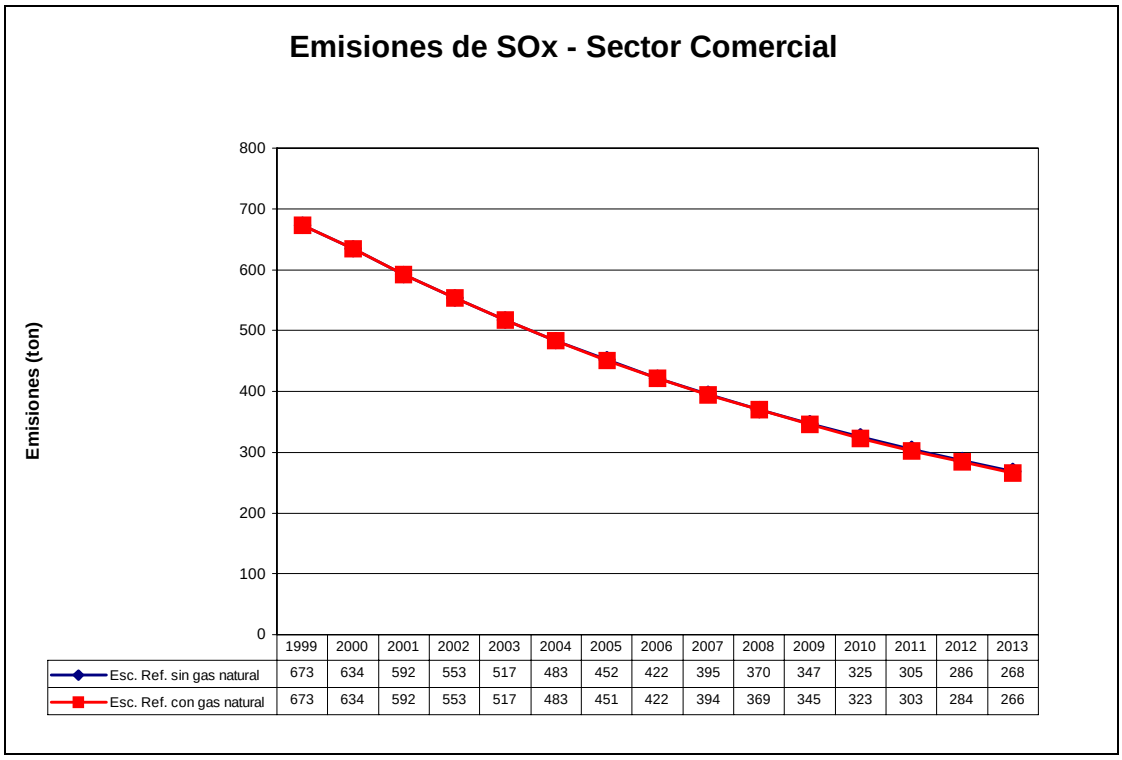
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	1,147	1,130	1,103	1,100	1,098	1,101	1,108	1,122	1,144	1,172	1,210	1,252	1,300	1,357	1,425
Esc. Ref. con gas natural	1,147	1,106	1,053	1,006	963	926	888	851	818	790	758	735	707	685	666

Gráfica 7.4.2.c. Proyecciones de emisiones de NO_x del sector Comercial



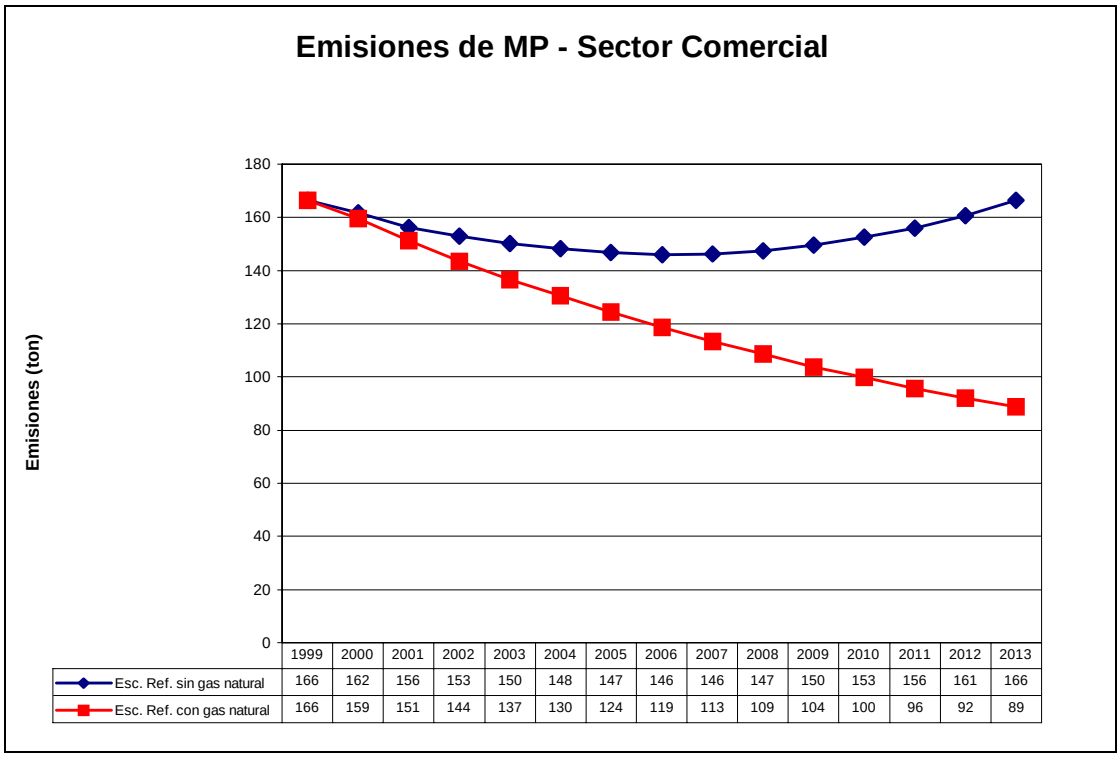
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	123	117	110	105	100	95	90	86	83	80	77	75	73	71	70
Esc. Ref. con gas natural	123	126	128	129	131	132	134	136	138	140	142	145	147	149	152

Gráfica 7.4.2.d. Proyecciones de emisiones de SO_x del sector Comercial



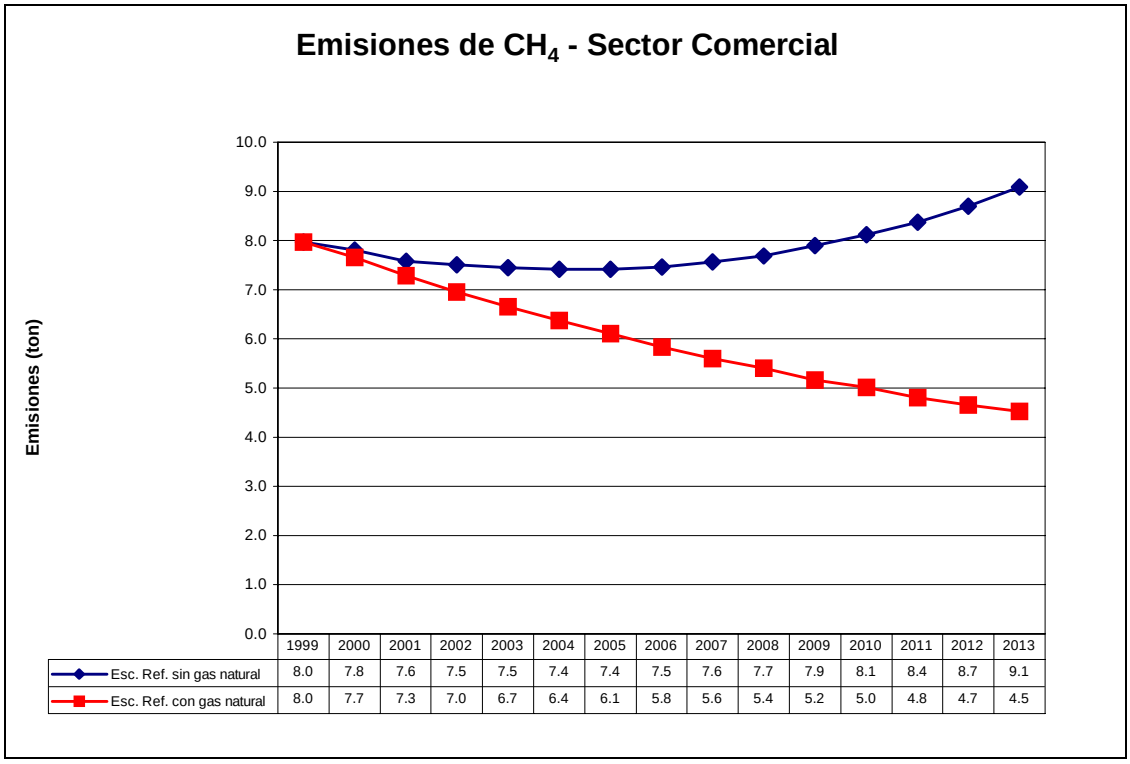
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	673	634	592	553	517	483	452	422	395	370	347	325	305	286	268
Esc. Ref. con gas natural	673	634	592	553	517	483	451	422	394	369	345	323	303	284	266

Gráfica 7.4.2.e. Proyecciones de emisiones de MP del sector Comercial



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	166	162	156	153	150	148	147	146	146	147	150	153	156	161	166
Esc. Ref. con gas natural	166	159	151	144	137	130	124	119	113	109	104	100	96	92	89

Gráfica 7.4.2.f. Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector Comercial



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	8.0	7.8	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.5	7.6	7.7	7.9	8.1	8.4	8.7	9.1
Esc. Ref. con gas natural	8.0	7.7	7.3	7.0	6.7	6.4	6.1	5.8	5.6	5.4	5.2	5.0	4.8	4.7	4.5

Para el año 2013, la cantidad de CO_2 emitida a la atmósfera resulta ser 180% mayor para el escenario con GN, mientras que las emisiones de los NO_x alcanzan a ser casi 116% mayores para ese escenario respecto al caso sin GN. Nótese que para este sector y para el escenario sin GN, las emisiones de CO_2 presentan una TCAA negativa del orden de -4% y que en el escenario con GN la misma tiene un valor positivo e igual a 3%. En el primer caso (sin GN) las emisiones resultan en una reducción porcentual total de -46% para el período en estudio, mientras que en el segundo (con GN) se observa un porcentaje de crecimiento total (PCT) del 50%. Para los NO_x, la TCAA cambia de -4% a +2% y el PCT de -43% a +23%.

El resto de los gases, contrariamente a lo que sucede con el CO_2 y los NO_x, presentan valores menores de emisión en las proyecciones con GN. Esto se debe a que la disminución de las emisiones debido a la sustitución de combustibles tradicionales por GN supera el aumento de las mismas provocado por la sustitución de electricidad por ese mismo combustible.

Para el año 2013, las emisiones de CO, CH_4, MP y SO_x entre escenarios difieren en 53.2%, 50.3%, 46.6% y 1.0%, respectivamente.

Nótese que para el CO, las emisiones del escenario sin GN tienen una tendencia creciente, con una TCAA del 2%, que resulta en un aumento total porcentual para el período 1999-2013 de 24%. Sin embargo, para el escenario con GN, las emisiones de este gas presentan un comportamiento decreciente, llegando a alcanzar una reducción total de más del 40% en ese mismo período.

Las emisiones de CH_4 y MP presentan un comportamiento muy similar a las de CO, aunque las diferencias entre escenarios son de magnitud más pequeña.

Sin embargo, los SO_x presentan un comportamiento diferente, dado que sus emisiones presentan una tendencia decreciente en ambos escenarios. En el escenario sin GN dicha tendencia responde a la sustitución que va ocurriendo a medida que se avanza del 1999 al 2013 de diesel por electricidad. Para el escenario con GN, el mayor decrecimiento de las emisiones, que se reducen un 61% en lugar de un 60% en el total del período, responde a una mayor sustitución de diesel por electricidad y por GN.

7.4.3 Proyecciones del sector Transporte

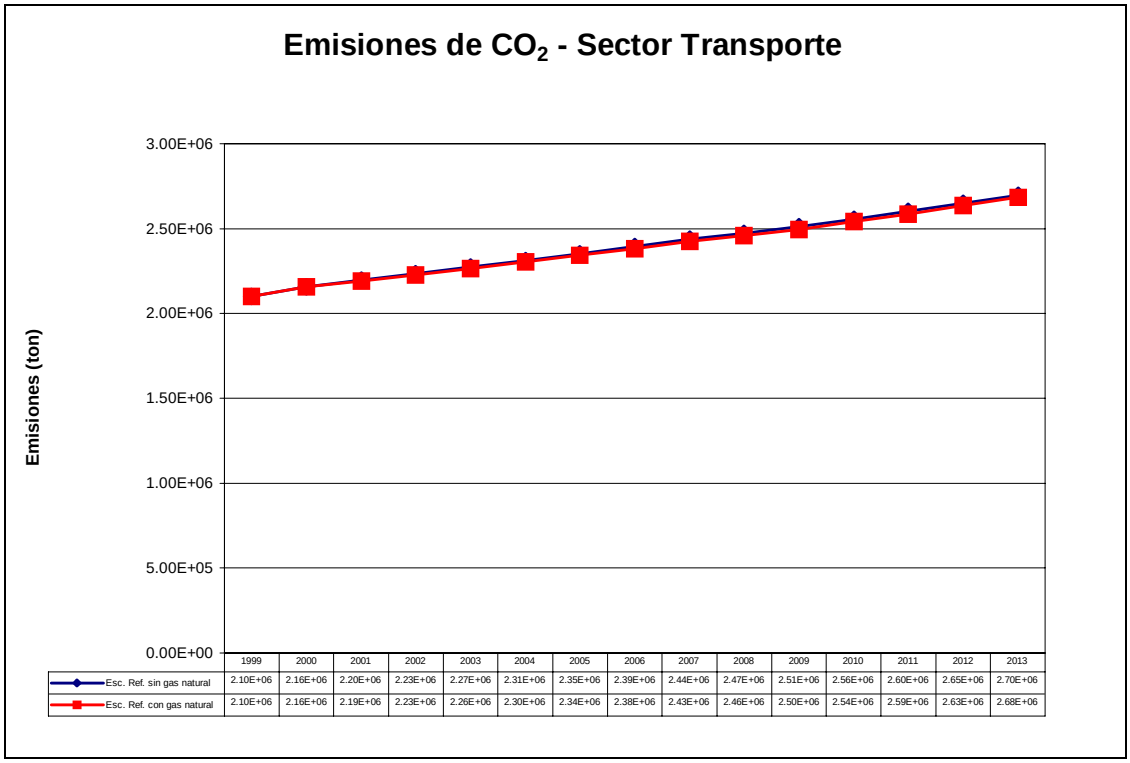
En las **Gráficas 7.4.3.a.** a **7.4.3.f.** se presentan las proyecciones obtenidas para los escenarios de referencia, de las emisiones de los diferentes contaminantes atmosféricos correspondientes al sector Transporte.

En el sector Transporte, las emisiones obtenidas para las proyecciones con y sin gas natural, excepto las correspondientes al metano, no difieren sustancialmente debido a la escasa penetración del GN, y son menores las que resultan en presencia de dicho combustible. Por ejemplo, para el año 2013, las emisiones de CO_2 son las que presentan la menor diferencia porcentual entre escenarios: el valor para el caso con GN es solamente 0.6% menor que el del escenario sin GN. Para el CO, el MP, los NO_x y los SO_x las diferencias porcentuales alcanzan a 0.9%, 1.8%, 2.6% y 2.8% respectivamente, para el año 2013.

Este comportamiento resulta consistente con la pequeña diferencia que existe entre las TCAA de estos cinco contaminantes en ambos escenarios. En el escenario sin GN

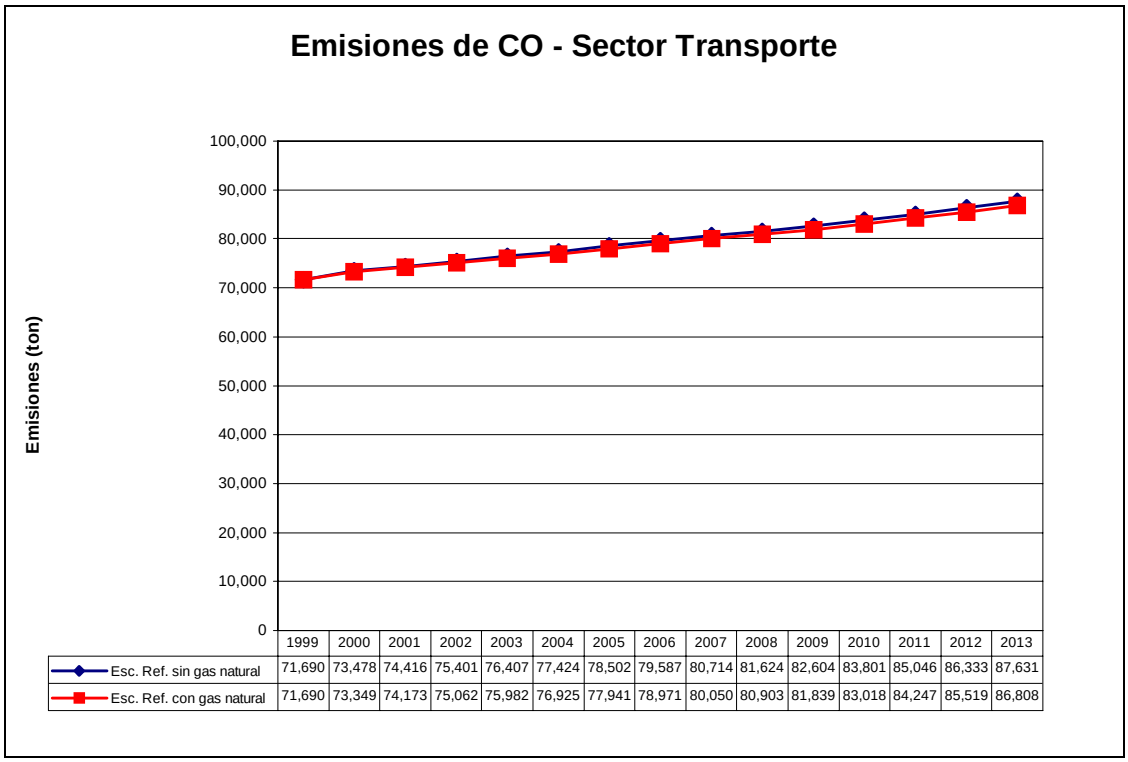
las mismas varían de 1.4 a 1.9%, mientras que en el escenario con GN varían de 1.4 a 1.8%.

Gráfica 7.4.3.a. Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector Transporte



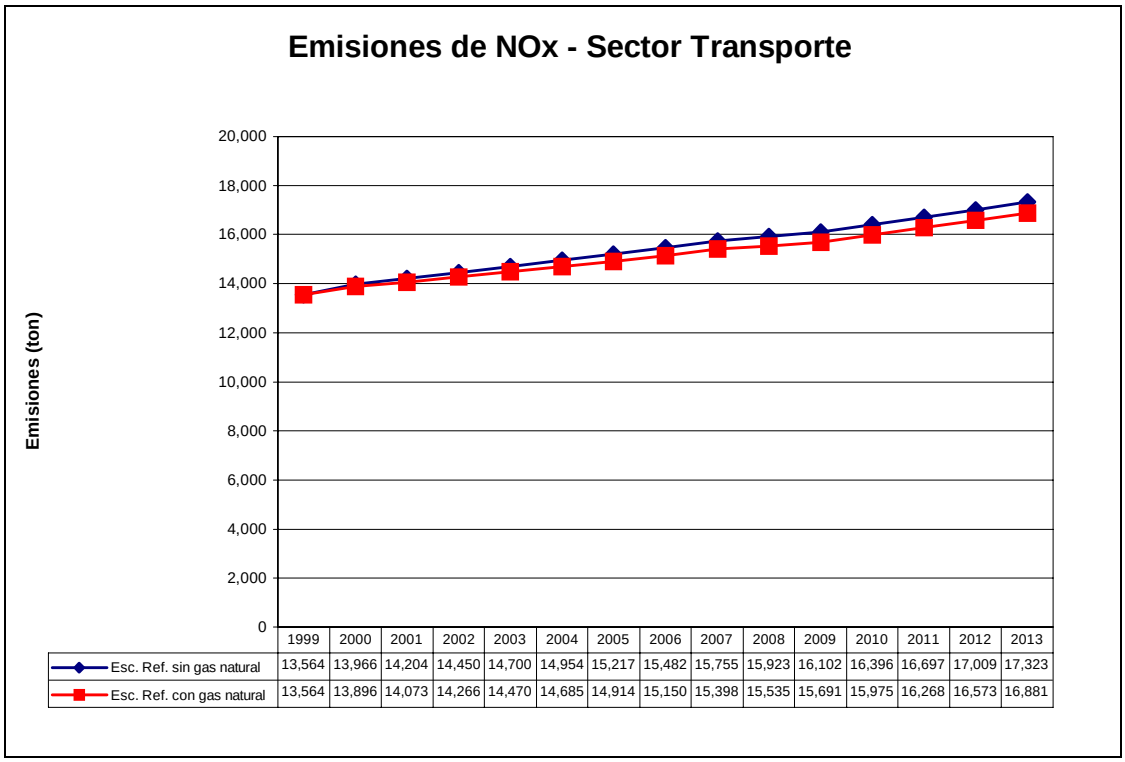
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2.10E+06	2.16E+06	2.20E+06	2.23E+06	2.27E+06	2.31E+06	2.35E+06	2.39E+06	2.44E+06	2.47E+06	2.51E+06	2.56E+06	2.60E+06	2.65E+06	2.70E+06
Esc. Ref. con gas natural	2.10E+06	2.16E+06	2.19E+06	2.23E+06	2.26E+06	2.30E+06	2.34E+06	2.38E+06	2.43E+06	2.46E+06	2.50E+06	2.54E+06	2.59E+06	2.63E+06	2.68E+06

Gráfica 7.4.3.b. Proyecciones de emisiones de CO del sector Transporte



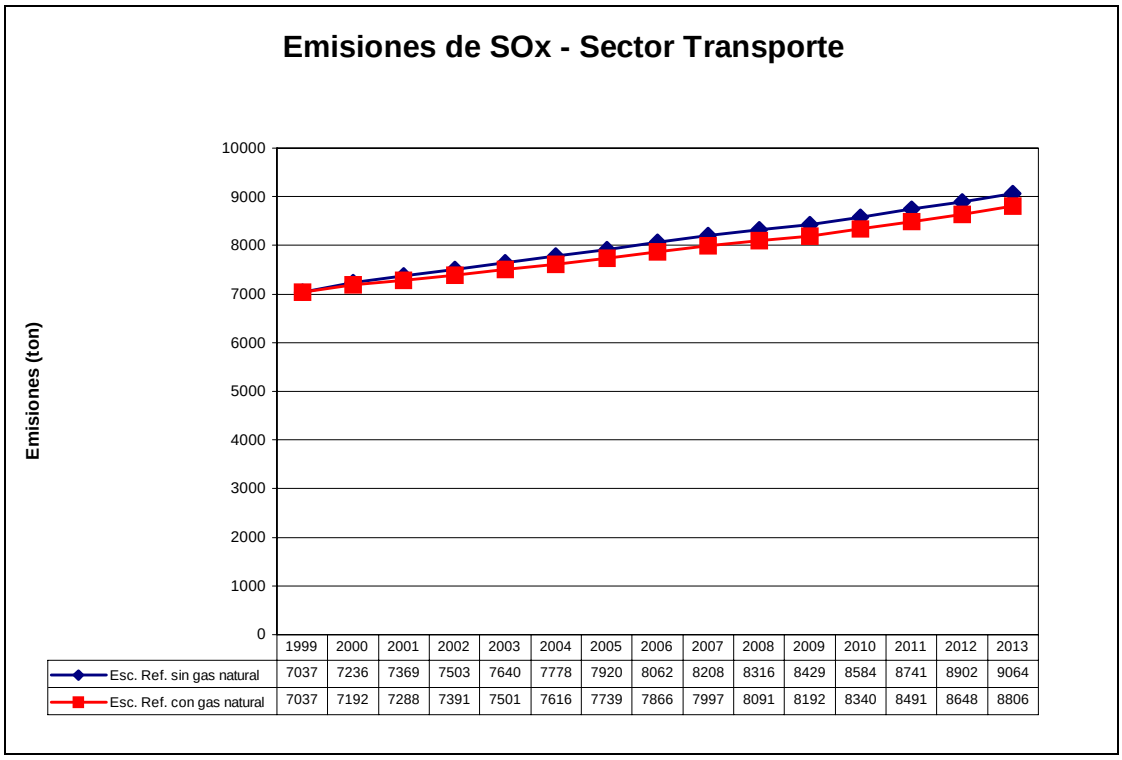
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	71,690	73,478	74,416	75,401	76,407	77,424	78,502	79,587	80,714	81,624	82,604	83,801	85,046	86,333	87,631
Esc. Ref. con gas natural	71,690	73,349	74,173	75,062	75,982	76,925	77,941	78,971	80,050	80,903	81,839	83,018	84,247	85,519	86,808

Gráfica 7.4.3.c. Proyecciones de emisiones de NO_x del sector Transporte



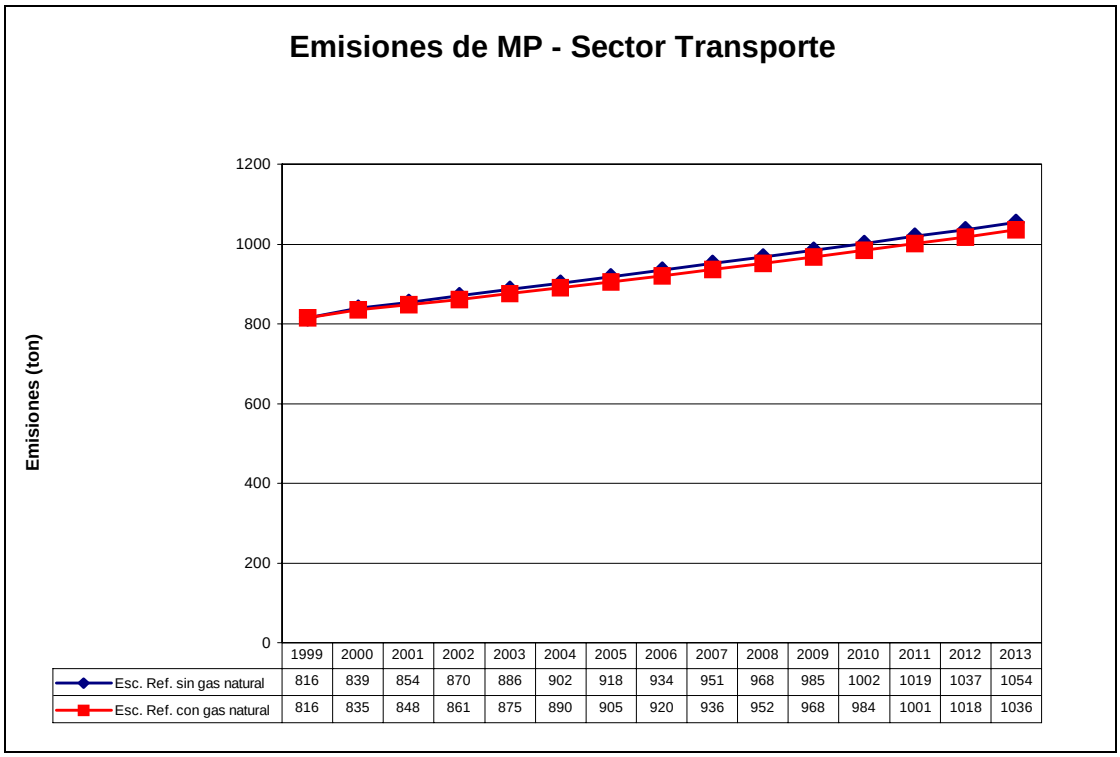
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	13,564	13,966	14,204	14,450	14,700	14,954	15,217	15,482	15,755	15,923	16,102	16,396	16,697	17,009	17,323
Esc. Ref. con gas natural	13,564	13,896	14,073	14,266	14,470	14,685	14,914	15,150	15,398	15,535	15,691	15,975	16,268	16,573	16,881

Gráfica 7.4.3.d. Proyecciones de emisiones de SO_x del sector Transporte



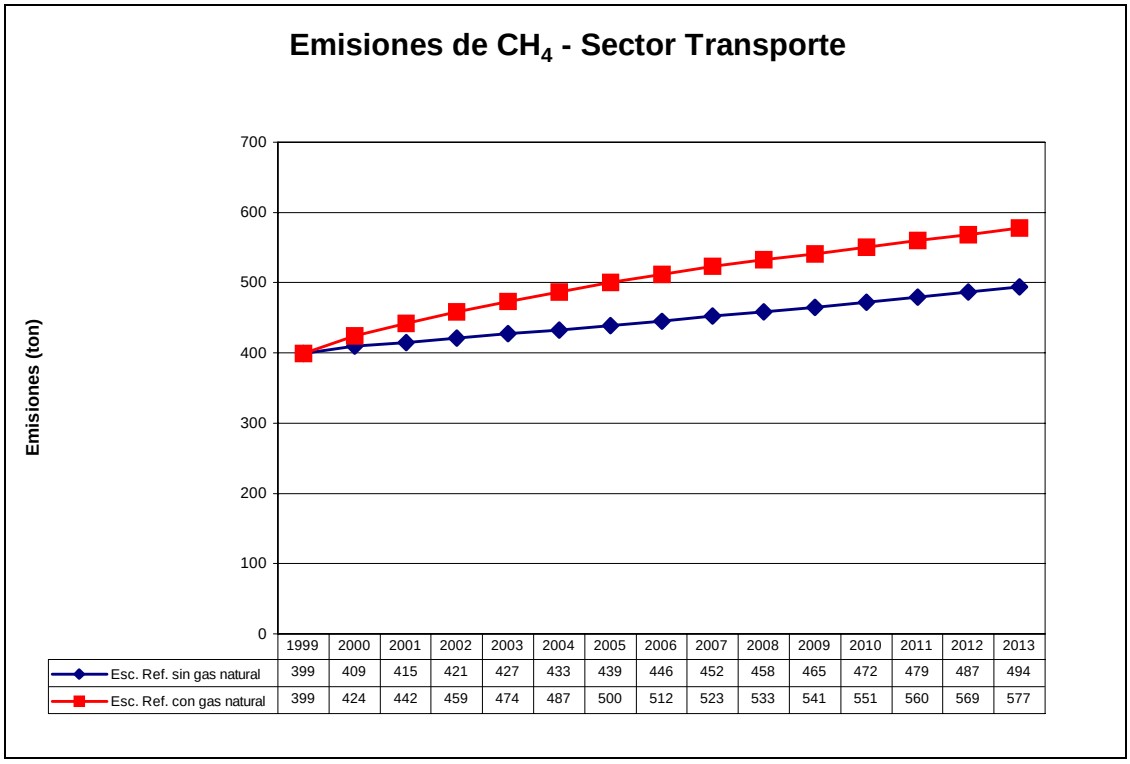
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	7037	7236	7369	7503	7640	7778	7920	8062	8208	8316	8429	8584	8741	8902	9064
Esc. Ref. con gas natural	7037	7192	7288	7391	7501	7616	7739	7866	7997	8091	8192	8340	8491	8648	8806

Gráfica 7.4.3.e. Proyecciones de emisiones de MP del sector Transporte



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	816	839	854	870	886	902	918	934	951	968	985	1002	1019	1037	1054
Esc. Ref. con gas natural	816	835	848	861	875	890	905	920	936	952	968	984	1001	1018	1036

Gráfica 7.4.3.f. Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector Transporte



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	399	409	415	421	427	433	439	446	452	458	465	472	479	487	494
Esc. Ref. con gas natural	399	424	442	459	474	487	500	512	523	533	541	551	560	569	577

Para el caso del CH_4, la diferencia registrada entre las proyecciones tiene una magnitud mayor que la encontrada para los demás contaminantes, y además presenta signo contrario: las emisiones correspondientes al caso con GN son 16.9% mayores que las del caso sin GN, para el último año del período. Esta diferencia responde a la disparidad existente entre los factores de emisión de CH_4 para el GN y los demás combustibles tradicionales (gasolina, diesel, etc.) en los diferentes medios de transporte, los cuales inciden en los resultados de las emisiones a pesar de la pequeña penetración de aquel primero.

La TCAA del CH_4 para el escenario sin GN es del orden del 1.5%, mientras que en la situación con gas natural esta tasa pasa a ser igual a 2.7%. Por lo tanto, para el período 1999-2013, las emisiones de CH_4 del transporte aumentan un 45% en presencia de GN, en lugar de incrementarse en sólo un 24%.

7.4.4 Proyecciones del sector Industrial

En las **Gráficas 7.4.4.a.** a **7.4.4.f.** se presentan las proyecciones obtenidas para los escenarios de referencia, de las emisiones de los diferentes contaminantes atmosféricos correspondientes al sector Industrial.

Para el sector Industrial, las emisiones de todos los contaminantes presentan valores menores para el escenario con gas natural, y dicha diferencia se debe a la sustitución de fuel oil y de leña por este combustible alternativo. Para el año 2013, las diferencias porcentuales entre escenarios son 14%, 16%, 24%, 30%, 33% y 40% para el CO, el CO_2, el CH_4, los NO_x, el MP y los SO_x, respectivamente.

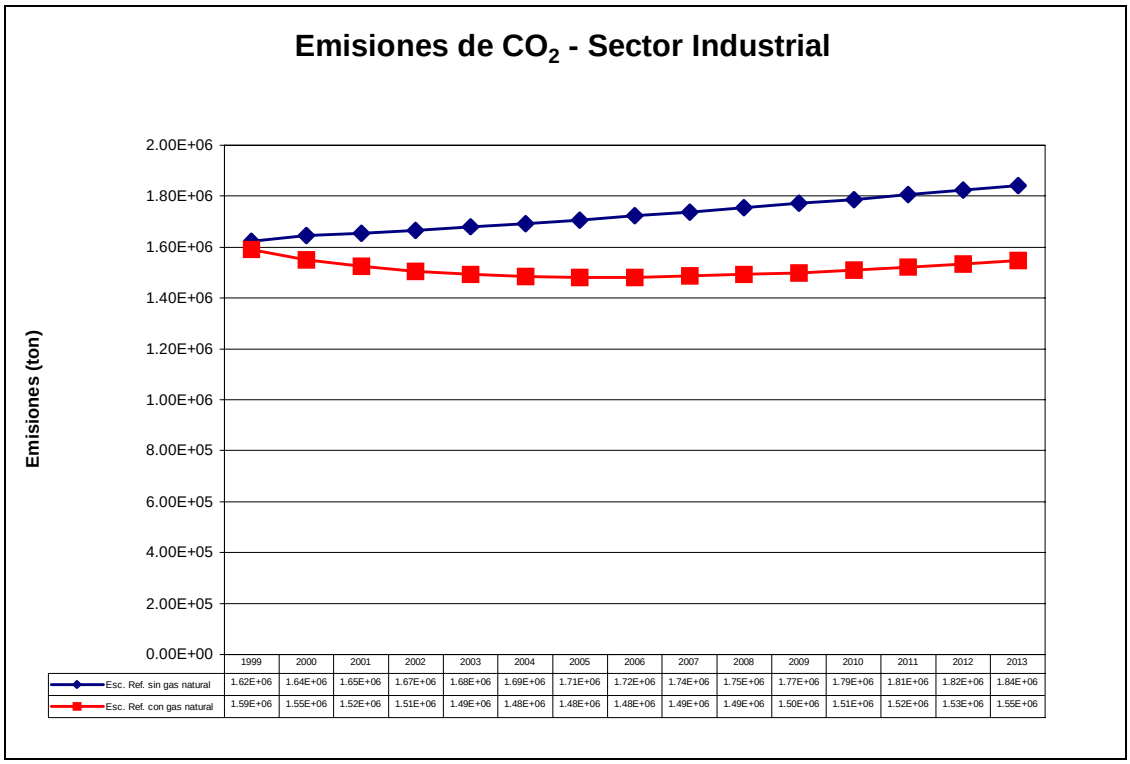
Las emisiones de CO_2, NO_x y SO_x presentan para el escenario sin gas natural una tendencia creciente en todo el período en estudio. Para el escenario con gas natural, las mismas adoptan un comportamiento decreciente en los primeros años y crecen en los últimos, pero ninguno de los tres contaminantes alcanzan en el 2013 el valor que presentaban en el 1999, sino que se mantienen por debajo de éste.

Los óxidos de azufre y nitrógeno son los que presentan mayor diferencia entre sus TCAA para el período 1999-2013, siendo iguales a 1.5% para los primeros y 2.1% para los segundos en el escenario sin gas, y llegando a ser, en forma respectiva, iguales a -1.9% y -0.2% para la situación con gas. Nótese que para el caso de las emisiones de SO_x, esto significa que en lugar de crecer más de 1.750 toneladas en el mencionado período, las mismas disminuyen su magnitud en 1.730 toneladas.

Las correspondientes a CO_2 no poseen una diferencia tan marcada entre sus tasas de crecimiento acumulativas anuales. Sin embargo, la diferencia existente entre escenarios provoca un decrecimiento total entre 1999 y 2013 de más de 40,000 toneladas para el caso con GN, en lugar de incrementarse en casi 220.000 toneladas en el mismo período.

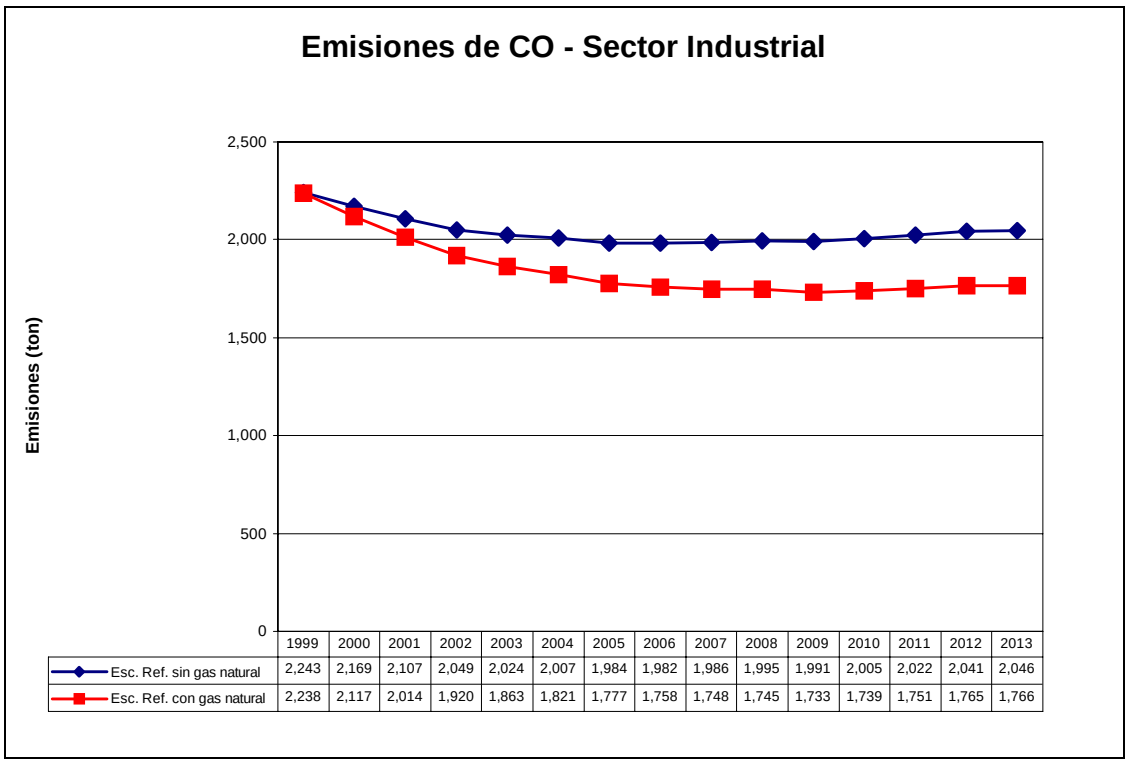
Las emisiones de CH_4 registran crecimiento en ambos escenarios, pero las tasas de crecimiento para el escenario con gas son significativamente menores a las del escenario sin gas. Las mismas aumentan en más de un 33% en el caso sin GN, mientras que en el caso con GN apenas aumentan un 5% en la totalidad del período.

Gráfica 7.4.4.a. Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector Industrial



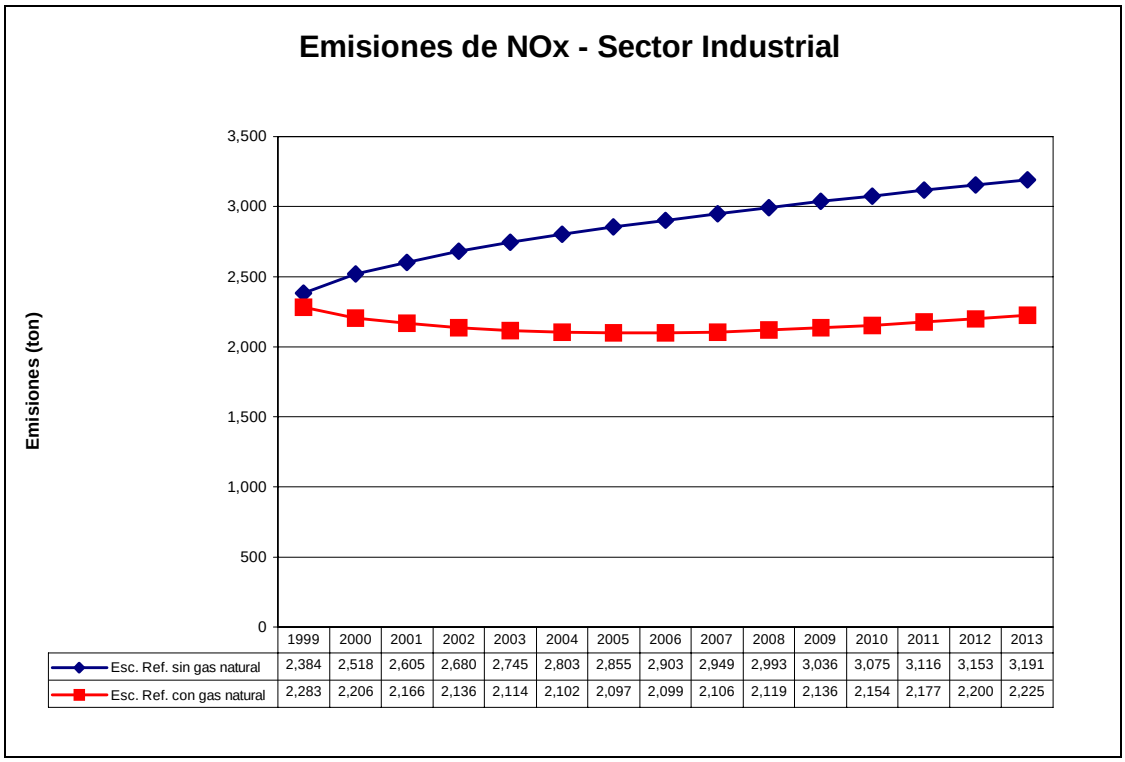
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	1.62E+06	1.64E+06	1.65E+06	1.67E+06	1.68E+06	1.69E+06	1.71E+06	1.72E+06	1.74E+06	1.75E+06	1.77E+06	1.79E+06	1.81E+06	1.82E+06	1.84E+06
Esc. Ref. con gas natural	1.59E+06	1.55E+06	1.52E+06	1.51E+06	1.49E+06	1.48E+06	1.48E+06	1.48E+06	1.49E+06	1.49E+06	1.50E+06	1.51E+06	1.52E+06	1.53E+06	1.55E+06

Gráfica 7.4.4.b. Proyecciones de emisiones de CO del sector Industrial



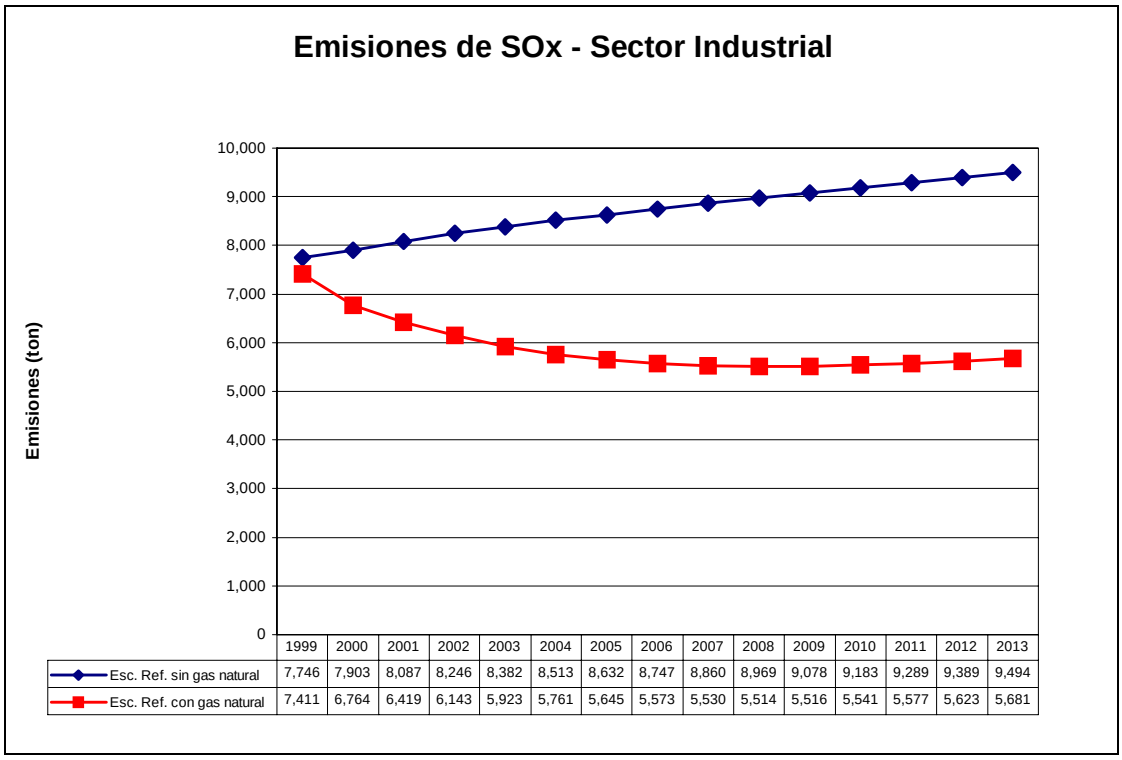
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2,243	2,169	2,107	2,049	2,024	2,007	1,984	1,982	1,986	1,995	1,991	2,005	2,022	2,041	2,046
Esc. Ref. con gas natural	2,238	2,117	2,014	1,920	1,863	1,821	1,777	1,758	1,748	1,745	1,733	1,739	1,751	1,765	1,766

Gráfica 7.4.4.c. Proyecciones de emisiones de NO_x del sector Industrial



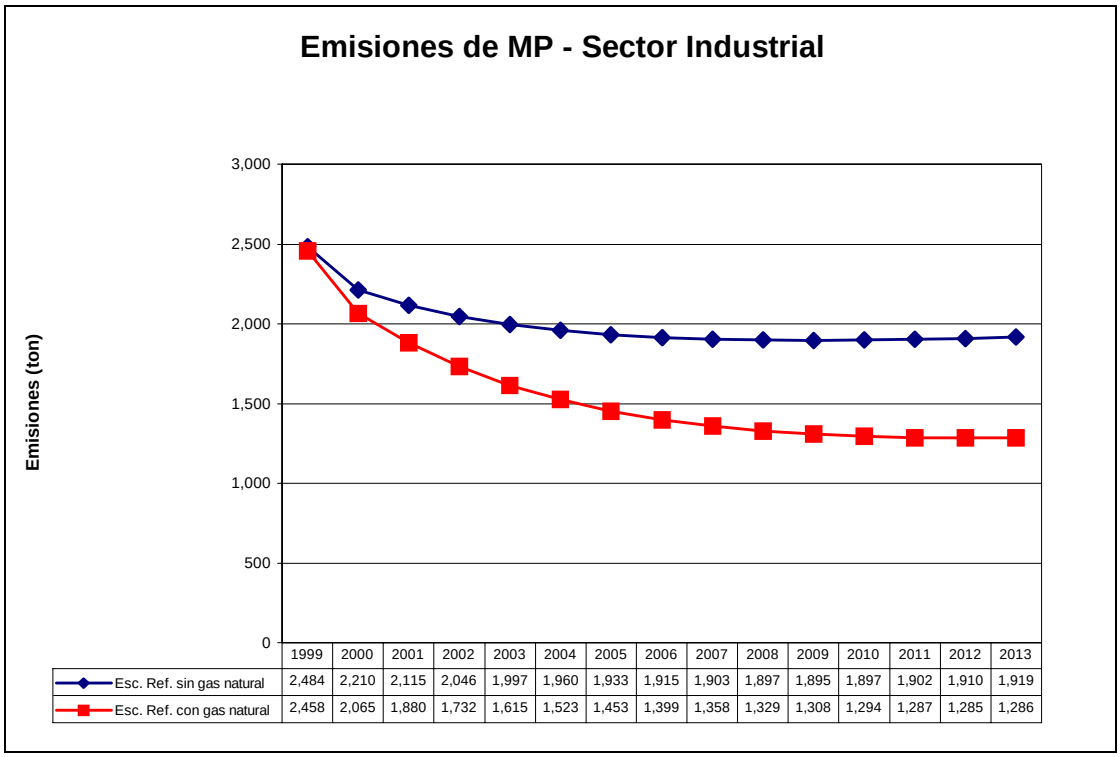
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2,384	2,518	2,605	2,680	2,745	2,803	2,855	2,903	2,949	2,993	3,036	3,075	3,116	3,153	3,191
Esc. Ref. con gas natural	2,283	2,206	2,166	2,136	2,114	2,102	2,097	2,099	2,106	2,119	2,136	2,154	2,177	2,200	2,225

Gráfica 7.4.4.d. Proyecciones de emisiones de SO_x del sector Industrial



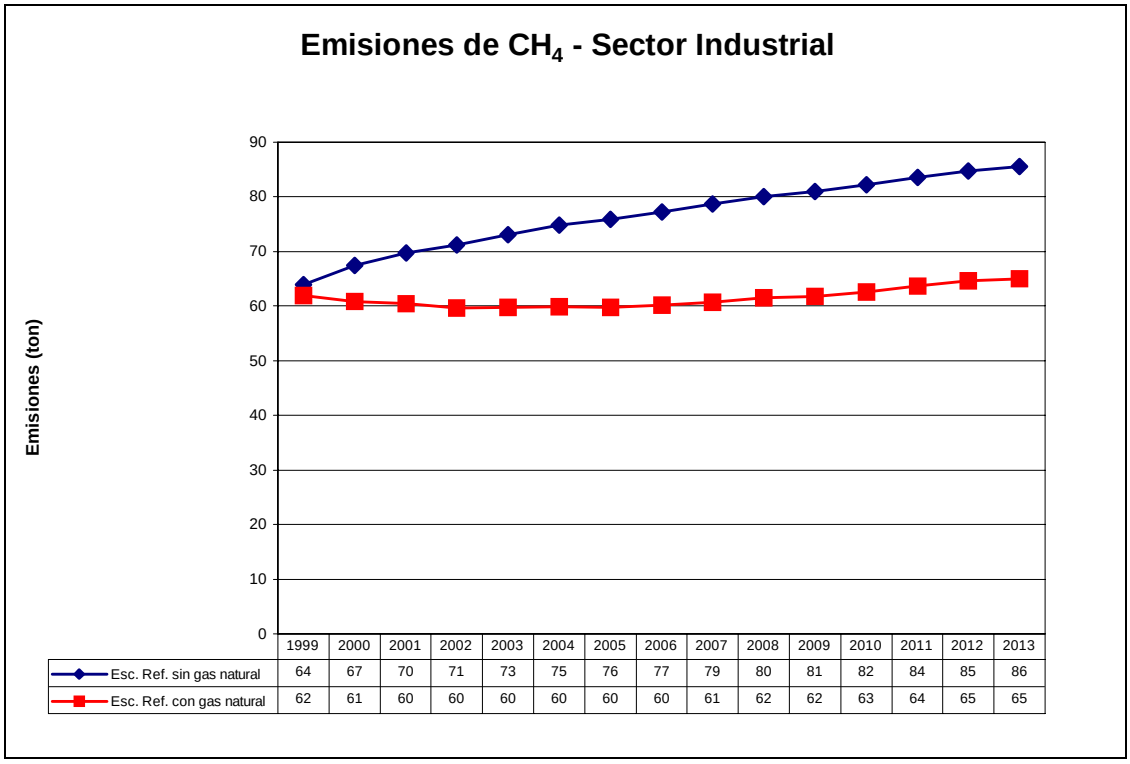
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	7,746	7,903	8,087	8,246	8,382	8,513	8,632	8,747	8,860	8,969	9,078	9,183	9,289	9,389	9,494
Esc. Ref. con gas natural	7,411	6,764	6,419	6,143	5,923	5,761	5,645	5,573	5,530	5,514	5,516	5,541	5,577	5,623	5,681

Gráfica 7.4.4.e. Proyecciones de emisiones de MP del sector Industrial



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2,484	2,210	2,115	2,046	1,997	1,960	1,933	1,915	1,903	1,897	1,895	1,897	1,902	1,910	1,919
Esc. Ref. con gas natural	2,458	2,065	1,880	1,732	1,615	1,523	1,453	1,399	1,358	1,329	1,308	1,294	1,287	1,285	1,286

Gráfica 7.4.4.f. Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector Industrial



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	64	67	70	71	73	75	76	77	79	80	81	82	84	85	86
Esc. Ref. con gas natural	62	61	60	60	60	60	60	60	61	62	62	63	64	65	65

Las proyecciones correspondientes al CO y al MP presentan una evolución un poco diferente a la de los gases antes señalados, dado que durante casi todo el período presentan una tendencia decreciente y solamente comienzan a crecer al final del mismo. Por lo tanto, las TCAA presentan valores negativos, y para ambos casos, las emisiones al final del período son menores a las que se tenían al comienzo del mismo.

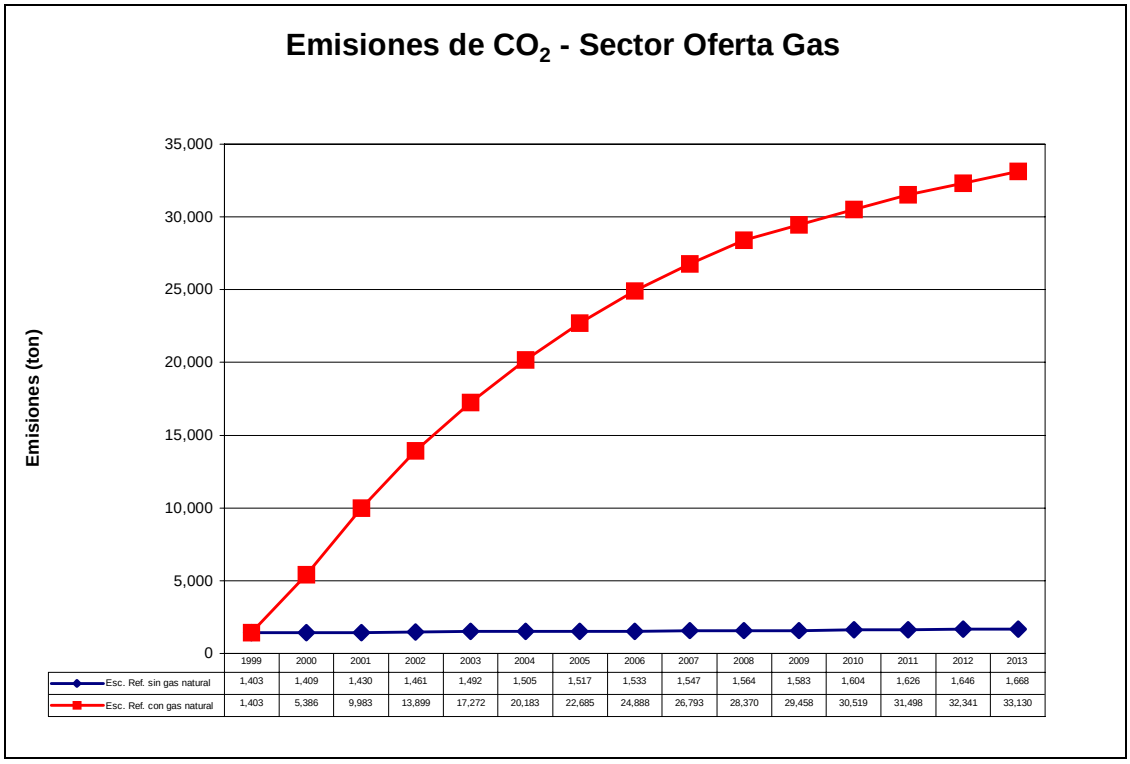
El descenso señalado para los primeros años se debe a la generación de una menor cantidad de emisiones de CO y MP debido a la sustitución de la leña por otras fuentes a medida que se avanza en el período. Esta menor generación de contaminantes contrarresta el crecimiento que ocurriría en las mismas debido a un mayor consumo final energético. En la última porción del período, a pesar de que se mantiene la mencionada sustitución, el crecimiento del consumo de combustibles de este sector ocasiona que se registren emisiones mayores cada año.

Para el caso con GN, la sustitución de leña antes mencionada tiene una magnitud mayor y además se encuentra complementada por la sustitución de fuel oil por ese nuevo combustible, lo que acentúa la disminución de las emisiones de CO y MP en todo el período. Para el primero de ellos las emisiones del año 1999 se reducen porcentualmente en un 21% en vez de hacerlo en sólo un 9% en los 15 años considerados. Asimismo, la reducción de las emisiones de MP en esos años para el caso con GN es más del doble que la reducción correspondiente al escenario sin GN.

7.4.5 Proyecciones del sector Oferta de gas

En las **Gráficas 7.4.5.a** a **7.4.5.f** se presentan las proyecciones obtenidas para ambos escenarios de referencia de las emisiones a la atmósfera de este sector.

Gráfica 7.4.5.a Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector Oferta de gas



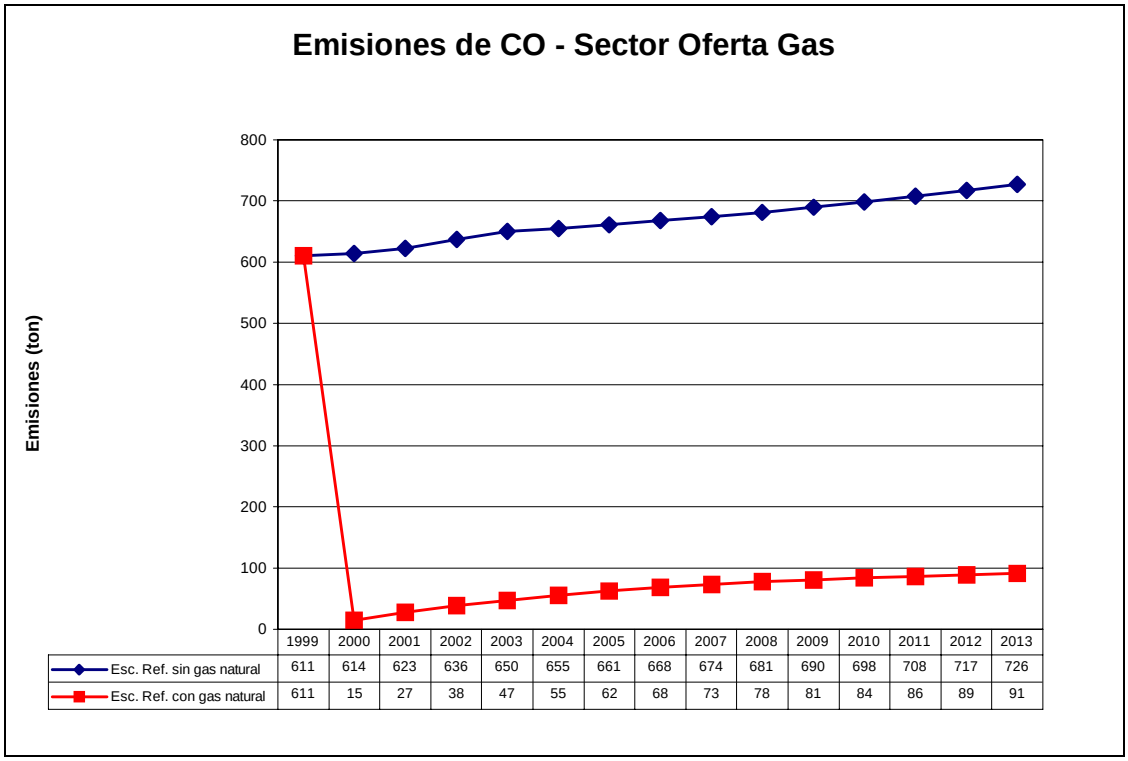
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	1,403	1,409	1,430	1,461	1,492	1,505	1,517	1,533	1,547	1,564	1,583	1,604	1,626	1,646	1,668
Esc. Ref. con gas natural	1,403	5,386	9,983	13,899	17,272	20,183	22,685	24,888	26,793	28,370	29,458	30,519	31,498	32,341	33,130

Las emisiones de dióxido de carbono del sector Oferta de gas experimentan un marcado crecimiento en el escenario con GN respecto a las correspondientes al escenario sin GN, presentando al final del período una diferencia de casi 31.500 toneladas. Si bien previo a la introducción de este combustible existían emisiones del referido contaminante, originadas en la producción y distribución de gas manufacturado, tanto el volumen manejado de este gas como los coeficientes de emisión de CO_2 correspondientes, son de menor magnitud que los asociados al gas natural. Es decir, el mayor valor de emisiones de este contaminante se debe a la contribución de los compresores de gas natural.

Los óxidos de nitrógeno presentan un comportamiento similar al CO_2, aunque la diferencia entre las emisiones de ambos escenarios de referencia es de mucho menor magnitud: 245 toneladas. En este caso, dicha diferencia se explica por el mayor consumo de gas natural respecto al gas manufacturado y porque los compresores de gas natural tienen un coeficiente de emisión de NO_x significativamente mayor al de la planta de gas manufacturado.

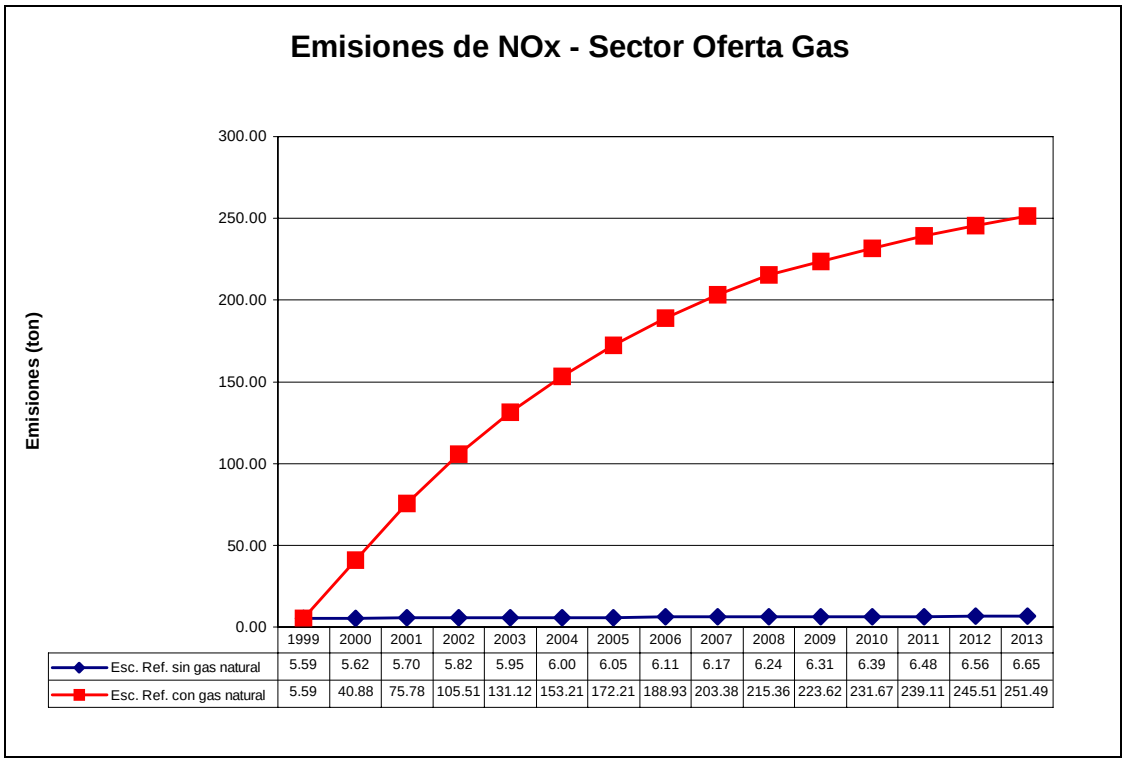
En el escenario sin GN las emisiones de óxidos de azufre y de material particulado se estimaron nulas, y en el escenario con GN las mismas presentan valores positivos y crecen a medida que se va introduciendo dicho combustible debido a las emisiones de los compresores. No obstante, la magnitud de las mismas es muy escasa, alcanzando en el año 2013, solamente los 280 kilos en el caso de los SO_x y las 16.8 toneladas para el MP.

Gráfica 7.4.5.b Proyecciones de emisiones de CO del sector Oferta de gas



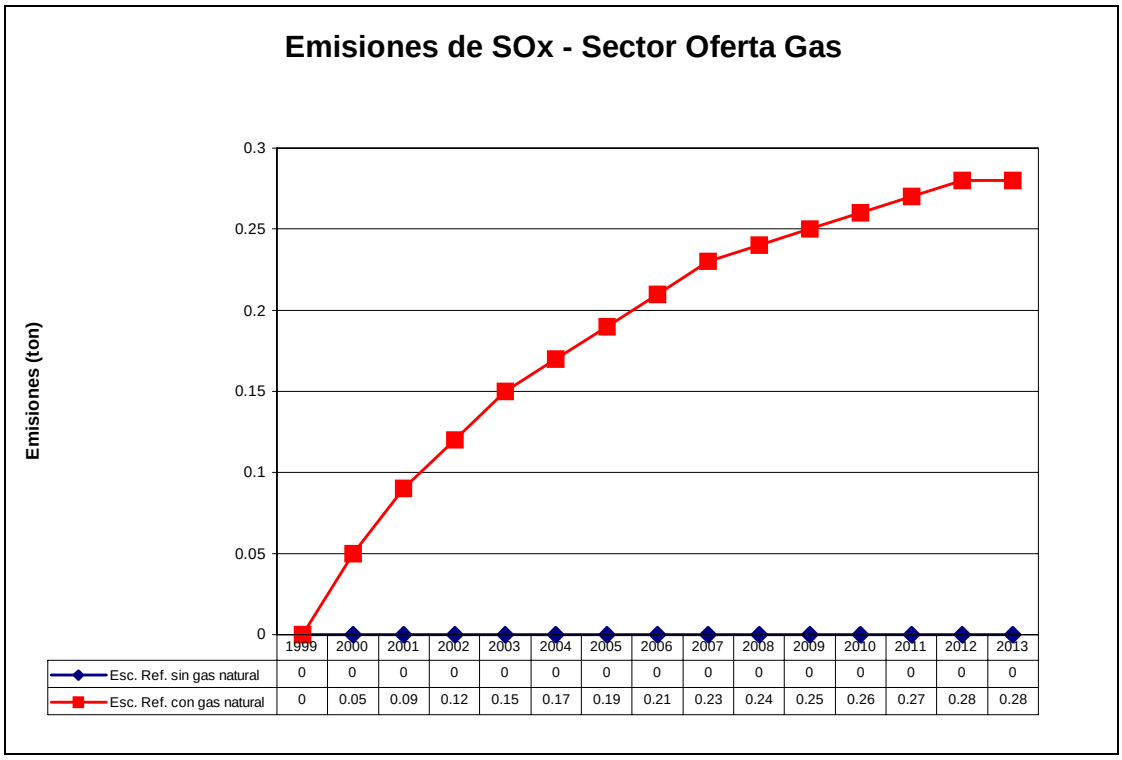
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	611	614	623	636	650	655	661	668	674	681	690	698	708	717	726
Esc. Ref. con gas natural	611	15	27	38	47	55	62	68	73	78	81	84	86	89	91

Gráfica 7.4.5.c Proyecciones de emisiones de NO_x del sector Oferta de gas



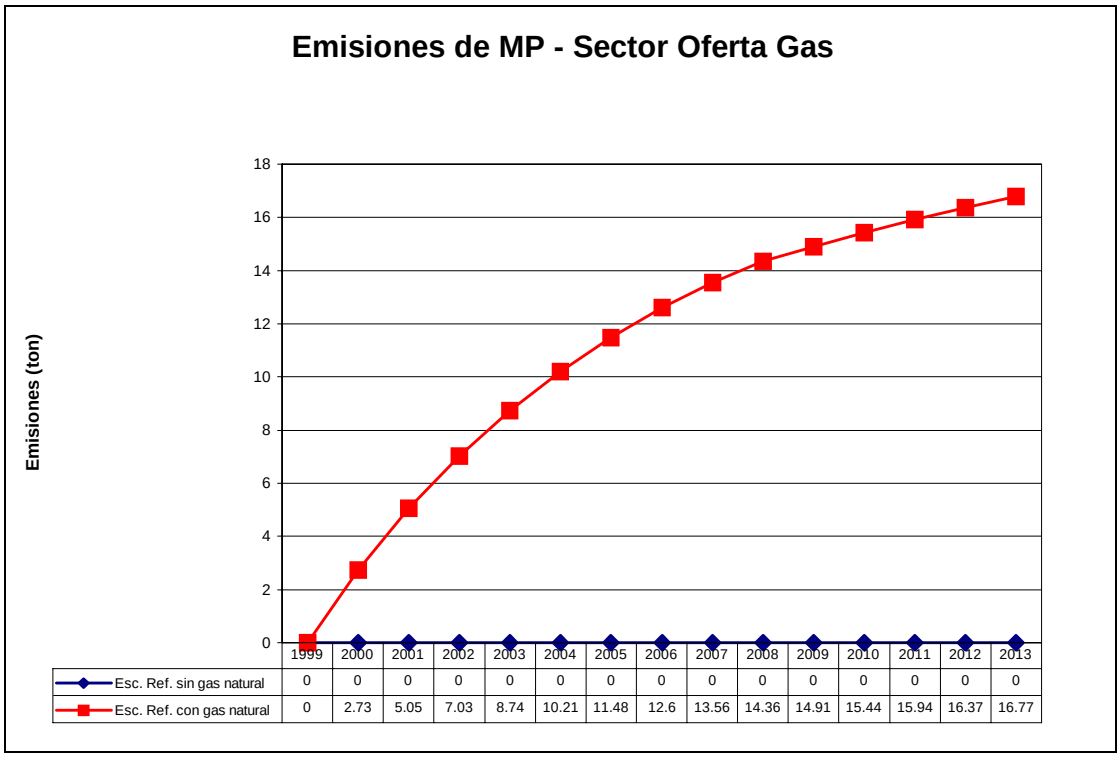
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	5.59	5.62	5.70	5.82	5.95	6.00	6.05	6.11	6.17	6.24	6.31	6.39	6.48	6.56	6.65
Esc. Ref. con gas natural	5.59	40.88	75.78	105.51	131.12	153.21	172.21	188.93	203.38	215.36	223.62	231.67	239.11	245.51	251.49

Gráfica 7.4.5.d Proyecciones de emisiones de SO_x del sector Oferta de gas



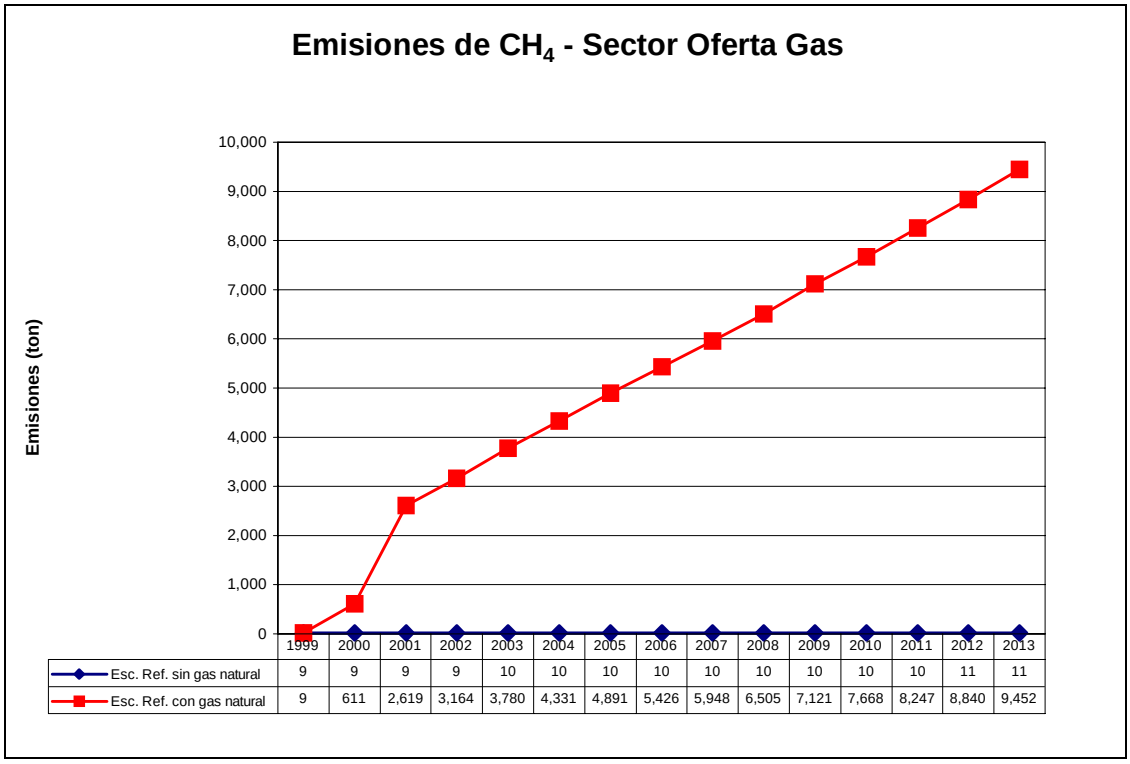
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esc. Ref. con gas natural	0	0.05	0.09	0.12	0.15	0.17	0.19	0.21	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.28

Gráfica 7.4.5.e Proyecciones de emisiones de MP del sector Oferta de gas



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esc. Ref. con gas natural	0	2.73	5.05	7.03	8.74	10.21	11.48	12.6	13.56	14.36	14.91	15.44	15.94	16.37	16.77

Gráfica 7.4.5.f Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector Oferta de gas



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11	11
Esc. Ref. con gas natural	9	611	2,619	3,164	3,780	4,331	4,891	5,426	5,948	6,505	7,121	7,668	8,247	8,840	9,452

El gas metano es el contaminante que le sigue al CO_2 en cuanto a la magnitud de la diferencia encontrada entre escenarios en este sector, llegando a ser en el año 2013 igual a 7.258 toneladas. Esta diferencia se debe fundamentalmente al mayor volumen distribuido de gas natural respecto al gas manufacturado, sumado a que el factor de emisión de la distribución del primero de estos gases es más de 10 veces mayor que el del segundo.

Por último, el monóxido de carbono presenta un comportamiento diferente a los demás contaminantes, en virtud de que las emisiones asociadas al escenario con GN son menores a las que se estimaron para el escenario sin GN. Mediante la observación de la representación gráfica de dichas emisiones se observa una caída en el año 2000 de casi el 98% del valor para el año 1999, y para el final del período se tiene una diferencia porcentual entre las emisiones de ambos escenarios del 87.5%, equivalente a más de 635 toneladas de CO.

Esta marcada diferencia entre escenarios se debe a que en el caso con GN, si bien aparecen emisiones de CO generadas en los compresores, desaparecen las emisiones asociadas a las pérdidas de gas manufacturado ocurridas en su distribución, las cuales representan la gran mayoría de las emisiones de este contaminante en el caso sin GN. El monóxido de carbono generado en la producción de gas manufacturado también toma valores de emisión nulos en el caso con GN, pero la diferencia respecto al caso sin GN es de escasa magnitud, y por lo tanto contribuye en muy pequeña medida a la caída mencionada en el párrafo anterior.

7.4.6 Proyecciones del sector Residencial

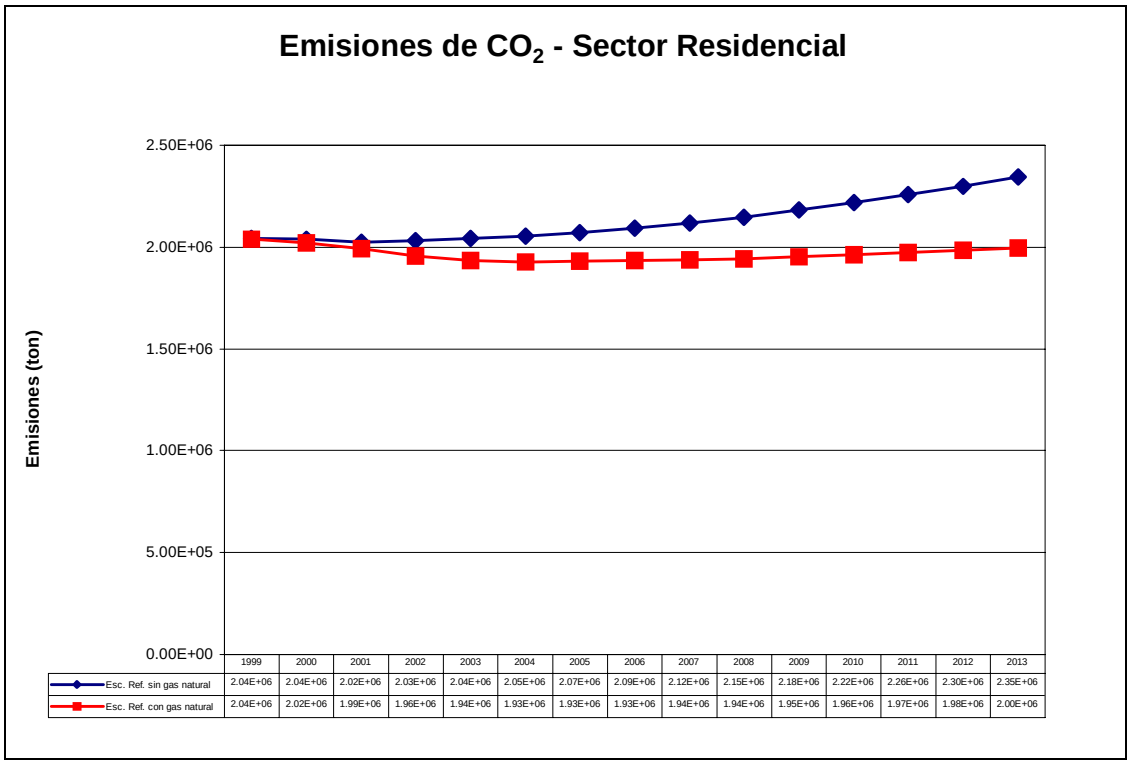
Las proyecciones de emisiones atmosféricas del sector Residencial para los escenarios de referencia sin y con GN se pueden visualizar en las **Gráficas 7.4.6.a** a **7.4.6.f** siguientes.

Como puede observarse a partir de las representaciones gráficas correspondientes al sector Residencial, las proyecciones del escenario con GN son menores a las del escenario sin GN para todos los contaminantes considerados en este estudio, debido a la sustitución por esta fuente de energía, en mayor o menor medida, de combustibles tradicionalmente utilizados en este sector (leña, supergás, fuel oil liviano, etc).

Para el año 2013, la mayor diferencia porcentual entre escenarios la posee el SO_x y es del orden del 59.4%, significando una diferencia de más de 550 toneladas. Le siguen el MP y el CO, con una diferencia porcentual respectiva entre escenarios de 46.8% y 46.2 %, equivalentes a casi 6.700 toneladas para el primero y a más de 33.000 toneladas para el segundo.

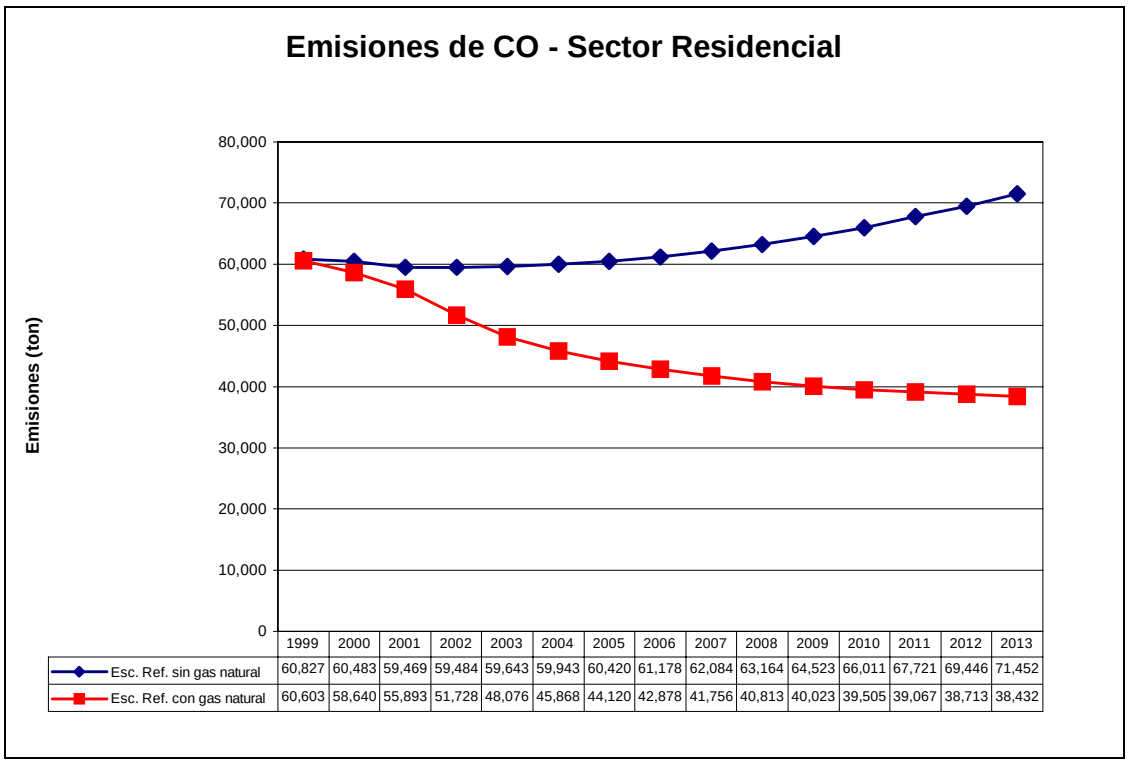
El CH_4 y los NO_x presentan valores más cercanos para ambos escenarios, siendo los correspondientes al caso con GN, 163 y 472 toneladas menores a los del caso sin GN, en forma respectiva. Por último, las emisiones de CO_2 difieren solamente en un 14.9%, pero este porcentaje implica una diferencia de 350.000 toneladas.

Gráfica 7.4.6.a. Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector Residencial



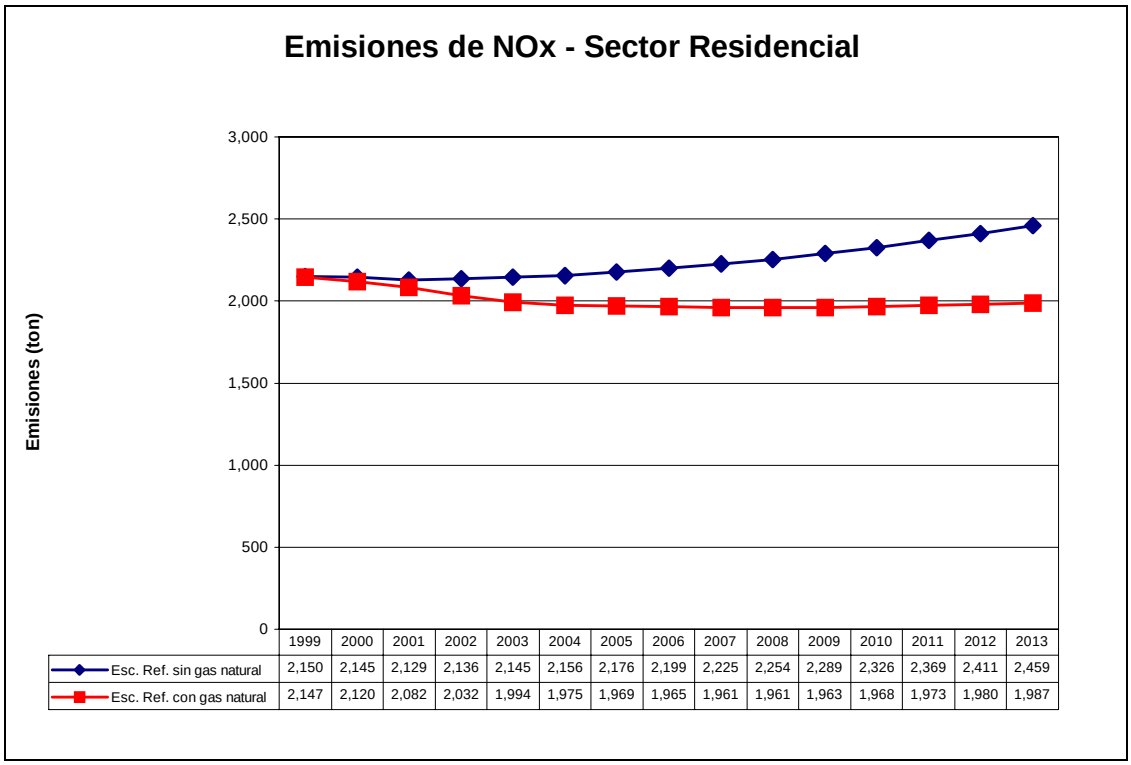
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2.04E+06	2.04E+06	2.02E+06	2.03E+06	2.04E+06	2.05E+06	2.07E+06	2.09E+06	2.12E+06	2.15E+06	2.18E+06	2.22E+06	2.26E+06	2.30E+06	2.35E+06
Esc. Ref. con gas natural	2.04E+06	2.02E+06	1.99E+06	1.96E+06	1.94E+06	1.93E+06	1.93E+06	1.93E+06	1.94E+06	1.94E+06	1.95E+06	1.96E+06	1.97E+06	1.98E+06	2.00E+06

Gráfica 7.4.6.b Proyecciones de emisiones de CO del sector Residencial



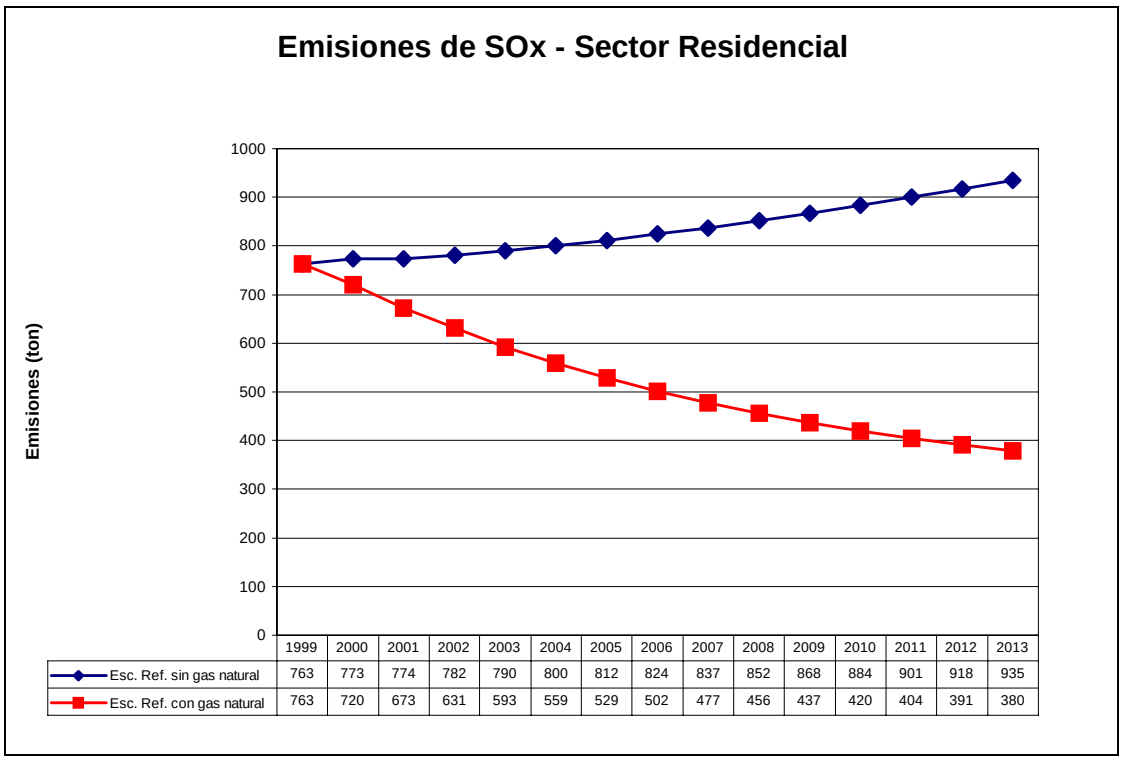
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	60,827	60,483	59,469	59,484	59,643	59,943	60,420	61,178	62,084	63,164	64,523	66,011	67,721	69,446	71,452
Esc. Ref. con gas natural	60,603	58,640	55,893	51,728	48,076	45,868	44,120	42,878	41,756	40,813	40,023	39,505	39,067	38,713	38,432

Gráfica 7.4.6.c Proyecciones de emisiones de NO_x del sector Residencial



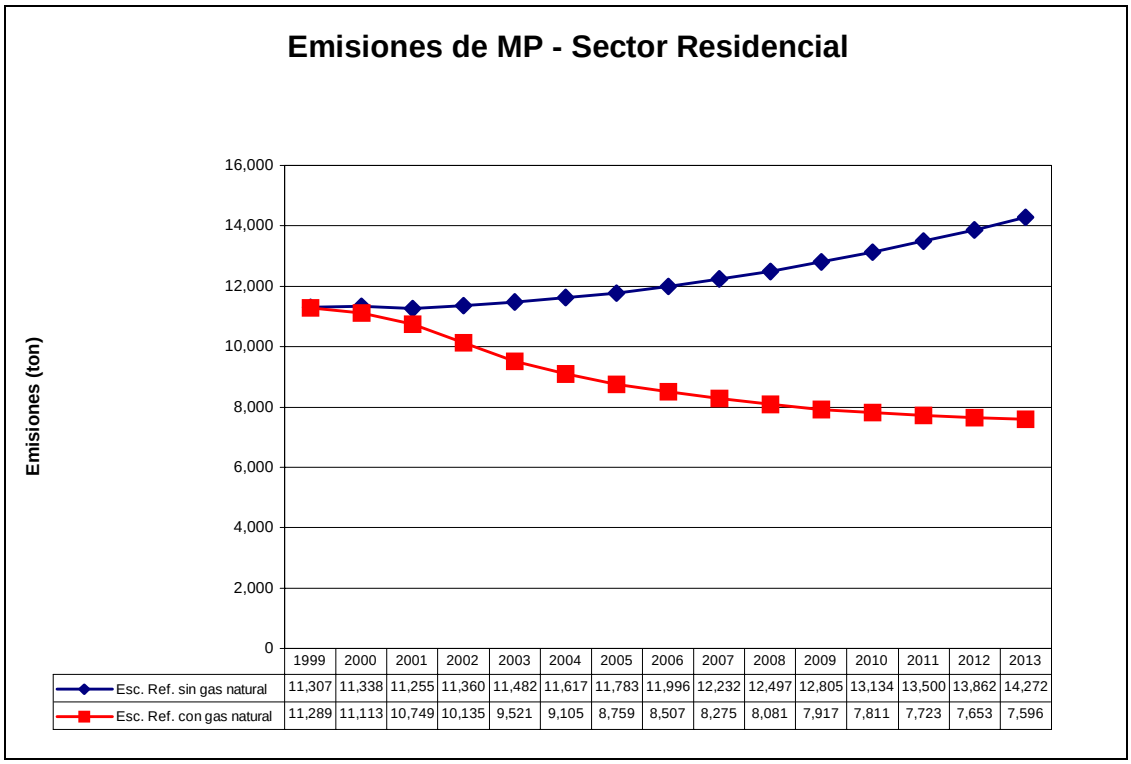
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2,150	2,145	2,129	2,136	2,145	2,156	2,176	2,199	2,225	2,254	2,289	2,326	2,369	2,411	2,459
Esc. Ref. con gas natural	2,147	2,120	2,082	2,032	1,994	1,975	1,969	1,965	1,961	1,961	1,963	1,968	1,973	1,980	1,987

Gráfica 7.4.6.d Proyecciones de emisiones de SO_x del sector Residencial



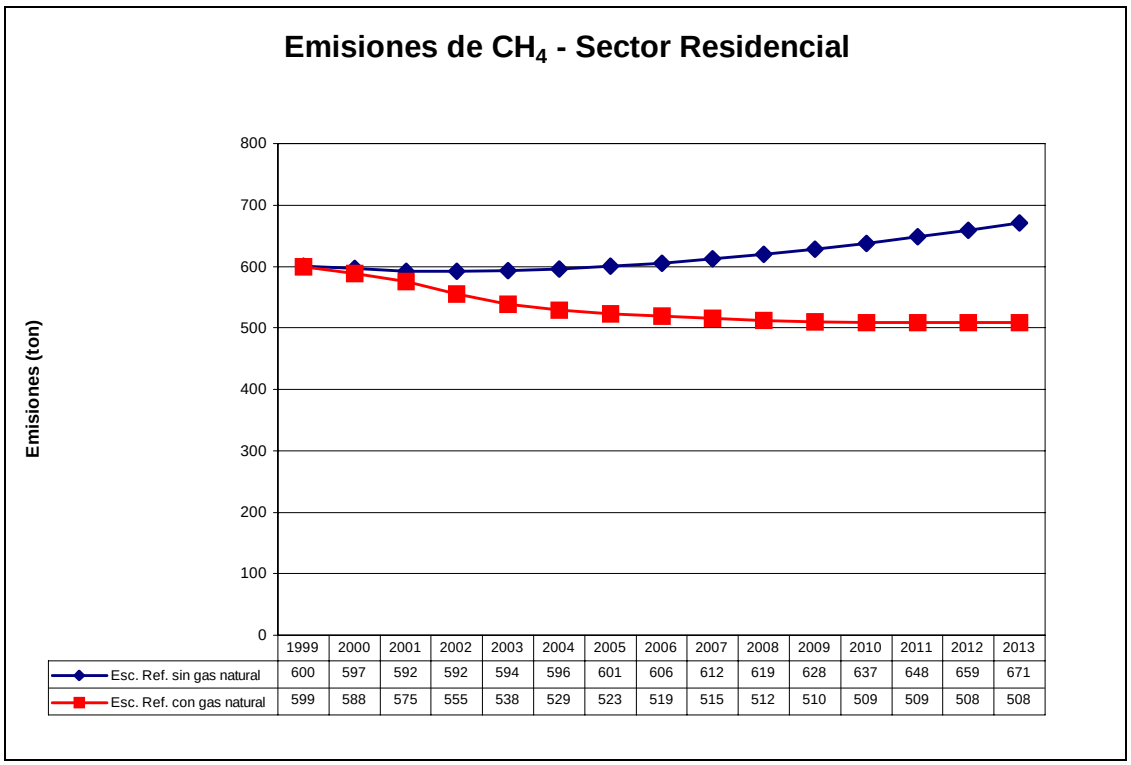
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	763	773	774	782	790	800	812	824	837	852	868	884	901	918	935
Esc. Ref. con gas natural	763	720	673	631	593	559	529	502	477	456	437	420	404	391	380

Gráfica 7.4.6.e Proyecciones de emisiones de MP del sector Residencial



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	11,307	11,338	11,255	11,360	11,482	11,617	11,783	11,996	12,232	12,497	12,805	13,134	13,500	13,862	14,272
Esc. Ref. con gas natural	11,289	11,113	10,749	10,135	9,521	9,105	8,759	8,507	8,275	8,081	7,917	7,811	7,723	7,653	7,596

Gráfica 7.4.6.f Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector Residencial



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	600	597	592	592	594	596	601	606	612	619	628	637	648	659	671
Esc. Ref. con gas natural	599	588	575	555	538	529	523	519	515	512	510	509	509	508	508

Si se analiza la evolución de las emisiones de CO_2 para ambos escenarios, se observa que si no ocurriera la introducción del GN, se tendría un crecimiento de más de 300.000 toneladas entre los años extremos del período en estudio. Considerando la presencia del GN, ocurre un decrecimiento de dichas emisiones, de más de 43.300 toneladas. Es decir, se registra una disminución porcentual del orden del 2%, en lugar de llegar a aumentar casi un 15% en esos años. Esta variación está ligada a la mayor eficiencia en la combustión de gas natural para generar energía respecto a la de los otros combustibles tradicionales del sector, en particular la leña.

En lo que respecta a las emisiones de CO, los resultados obtenidos para el escenario con GN son aún mejores que los obtenidos para el CO_2, debido a una mayor diferencia entre los coeficientes de emisión de CO de los equipos que utilizan GN y aquellos que quemaban leña, fuel oil liviano, etc.. Cuando se considera la introducción de GN, en los 15 años posteriores al 1999, las emisiones de este contaminante disminuyen sostenidamente, alcanzando una reducción total del 37% en el año 2013, en lugar de verse aumentadas en más de un 17% si no se contara con esta fuente de energía alternativa.

El MP presenta un comportamiento similar al CO para ambos escenarios, debido también a las grandes diferencias existentes entre los coeficientes de emisión para este contaminante de los equipos que queman GN y los que queman otros combustibles menos limpios. En este caso, en lugar de registrarse un aumento de casi 3.000 toneladas de MP entre el 1999 y el 2013, se estima una reducción de aproximadamente 3.700 toneladas para ese mismo período, como resultado de la introducción de GN. Es decir, que en lugar de obtener un valor de más de 14.200 toneladas para el año 2013, las emisiones de este contaminante disminuyen hacia el final del período, llegando al final del período con un valor menor a las 7.600 toneladas.

Como se comentó en primera instancia, para este sector, los dos escenarios no son tan diferentes en cuanto a las emisiones de los NO_x como los son para los contaminantes antes mencionados en esta sección. No obstante, en lugar de constatarse un aumento de las mismas del orden del 14%, ellas disminuyen más de un 7% en el período en estudio. Para el escenario sin GN se estima que las emisiones crecen con una TCAA del 1%. Sin embargo, para el caso con GN, las emisiones disminuyen en los primeros años (debido a la mayor participación del referido combustible) y hacia la mitad del mismo, comienzan a aumentar debido al crecimiento anual del consumo final energético del sector, que contrarresta en parte el efecto de dicha sustitución, resultando en una TCAA de –0.5%.

La evolución de las emisiones de CH_4 para el caso sin GN presenta una tendencia creciente a lo largo de todo el período, mientras que en el caso con GN se tiene un comportamiento decreciente. Para este último caso y para el año 2013, las emisiones de metano resultan un 15% menores a las del año 1999. Si el GN no penetrara en este sector, las emisiones de CH_4 en al año 2013 serían 12% mayores a las que se tienen al inicio del período.

Finalmente, de la observación de las proyecciones correspondientes a los óxidos de azufre, se desprende que el escenario sin GN presenta un crecimiento sostenido a una TCAA de 1.5%, mientras el escenario con GN da lugar a un decrecimiento también sostenido a una TCAA más de tres veces mayor que aquella, entre los años 1999 y 2013.

7.4.7 Proyecciones del sector Oferta de derivados de petróleo (ODP)

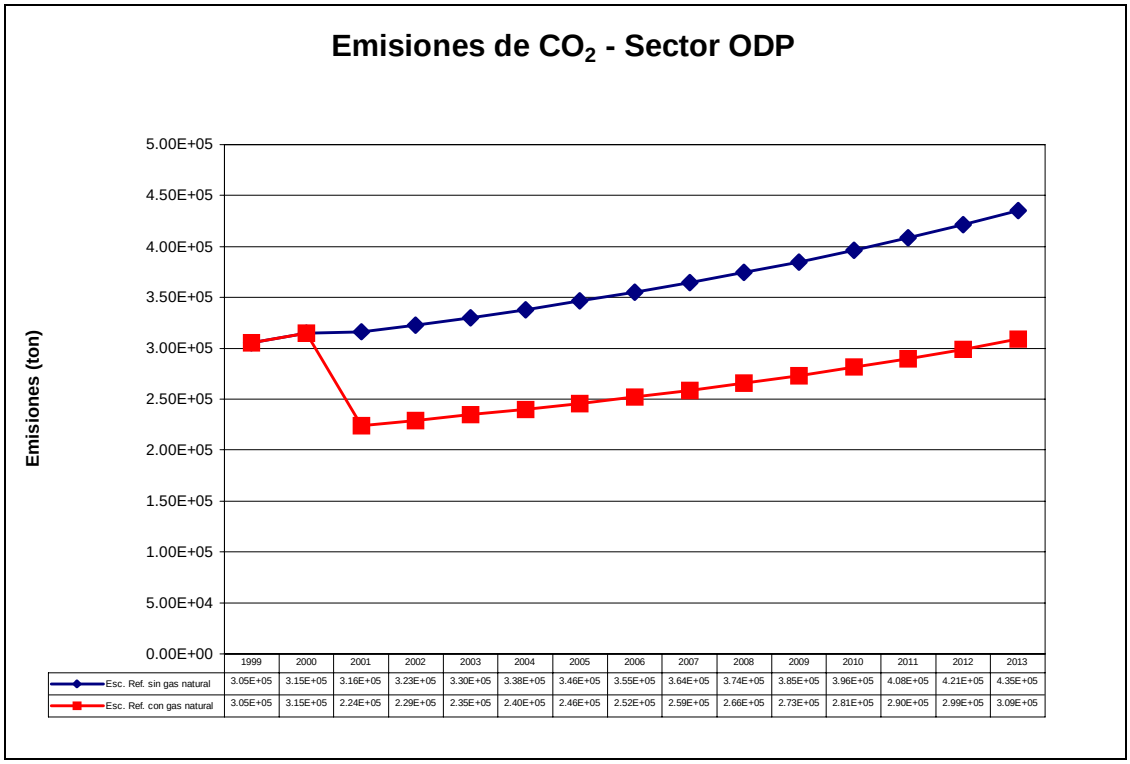
Las proyecciones correspondientes al sector de Oferta de derivados de petróleo son las correspondientes a las de la única refinería existente en el país, y se presentan a continuación en las **Gráficas 7.4.7.a** a **7.4.7.f**.

Debido a la introducción de gas natural, los diferentes contaminantes (excepto los SO_X) adquieren valores de emisión menores que los que tendrían en la situación sin GN. La mayor diferencia porcentual la presenta el MP (94%), el cual se estabiliza en 7 toneladas por año en lugar de hacerlo en casi 111 toneladas anuales.

Para el 2013 las emisiones de CO_2 presentan una diferencia porcentual del 29% entre escenarios, equivalente a las 126.000 toneladas. Respecto al valor estimado para el año 1999, las emisiones del escenario sin GN son 42.5% mayores, mientras que las resultantes de considerar la introducción de dicho gas las superan en apenas el 1.2%.

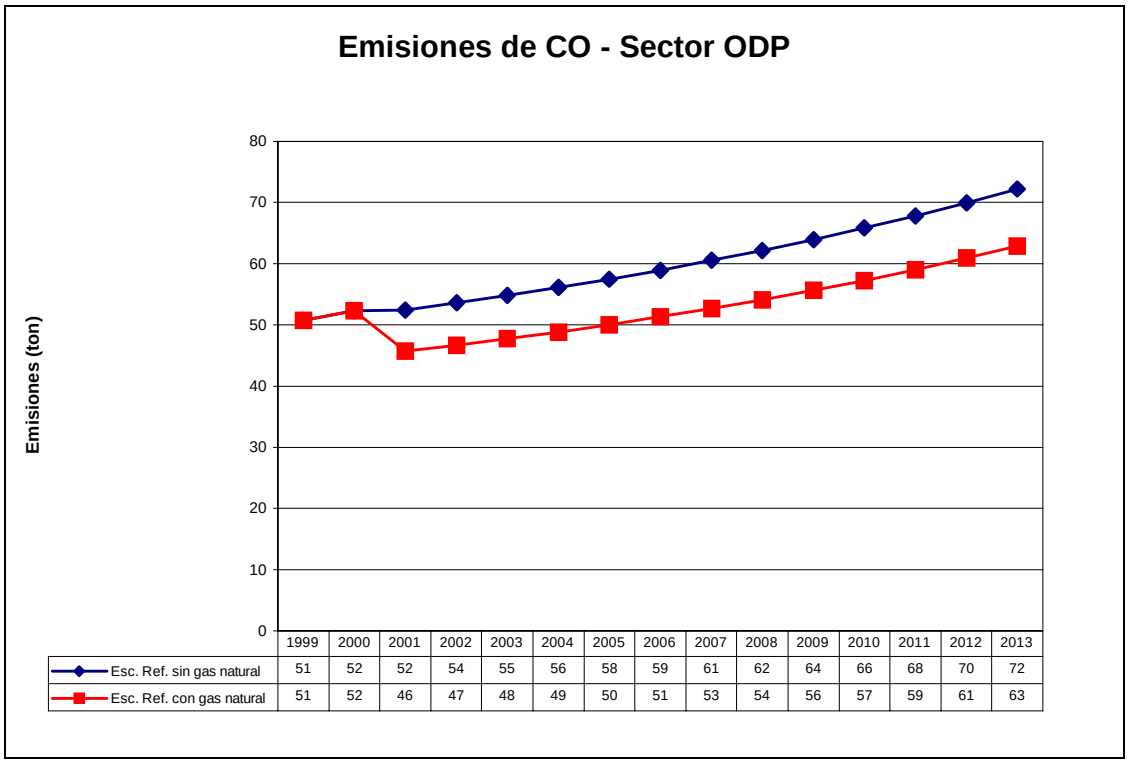
La diferencia porcentual registrada entre las proyecciones de CO (13%) no es tan marcada como en el caso del dióxido de carbono, y además, la magnitud de las emisiones anuales en todo el período es muy pequeña. Los escenarios difieren en apenas 10 toneladas anuales y, respecto al año 1999, las emisiones crecen un 24% en el caso con GN, en lugar de verse aumentadas en un 42.5% en el caso sin GN. Estos últimos porcentajes son muy similares a los que resultan para las emisiones de NO_x, que son en forma respectiva: 27% y 42.5%. Sin embargo, estos óxidos presentan emisiones de mayor magnitud, registrándose una diferencia entre escenarios superior a las 67 toneladas anuales para el último año.

Gráfica 7.4.7.a Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector ODP



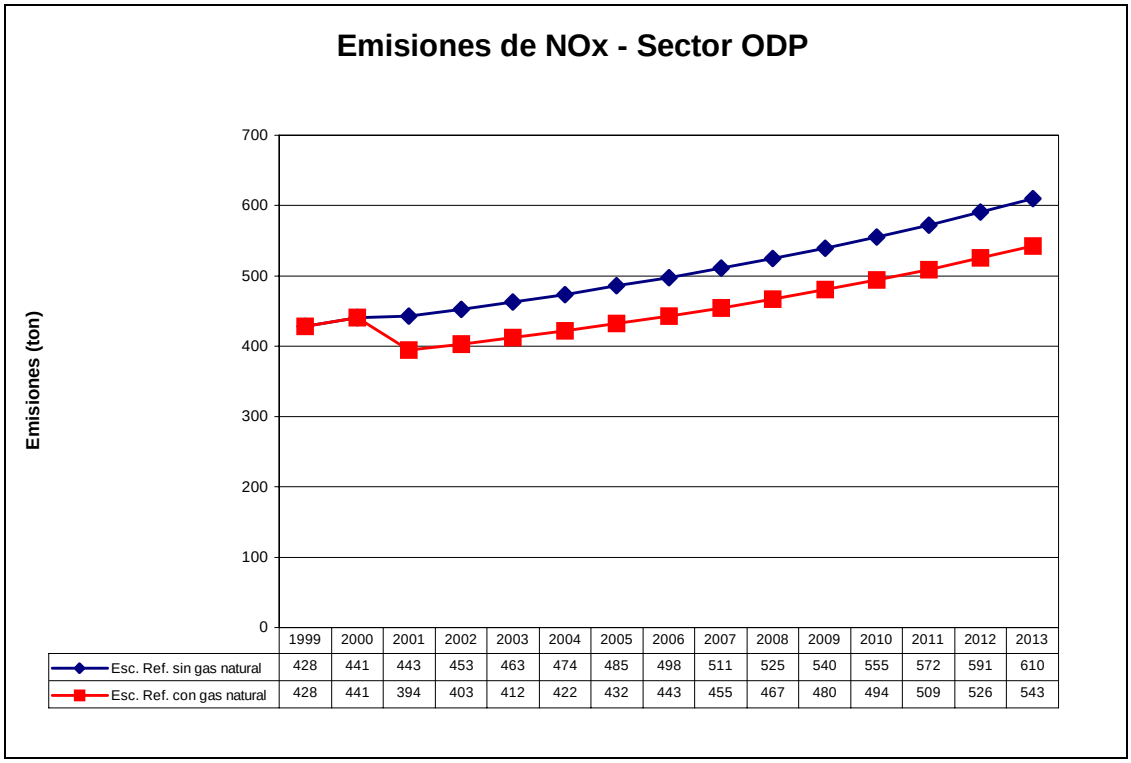
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	3.05E+05	3.15E+05	3.16E+05	3.23E+05	3.30E+05	3.38E+05	3.46E+05	3.55E+05	3.64E+05	3.74E+05	3.85E+05	3.96E+05	4.08E+05	4.21E+05	4.35E+05
Esc. Ref. con gas natural	3.05E+05	3.15E+05	2.24E+05	2.29E+05	2.35E+05	2.40E+05	2.46E+05	2.52E+05	2.59E+05	2.66E+05	2.73E+05	2.81E+05	2.90E+05	2.99E+05	3.09E+05

Gráfica 7.4.7.b Proyecciones de emisiones de CO del sector ODP



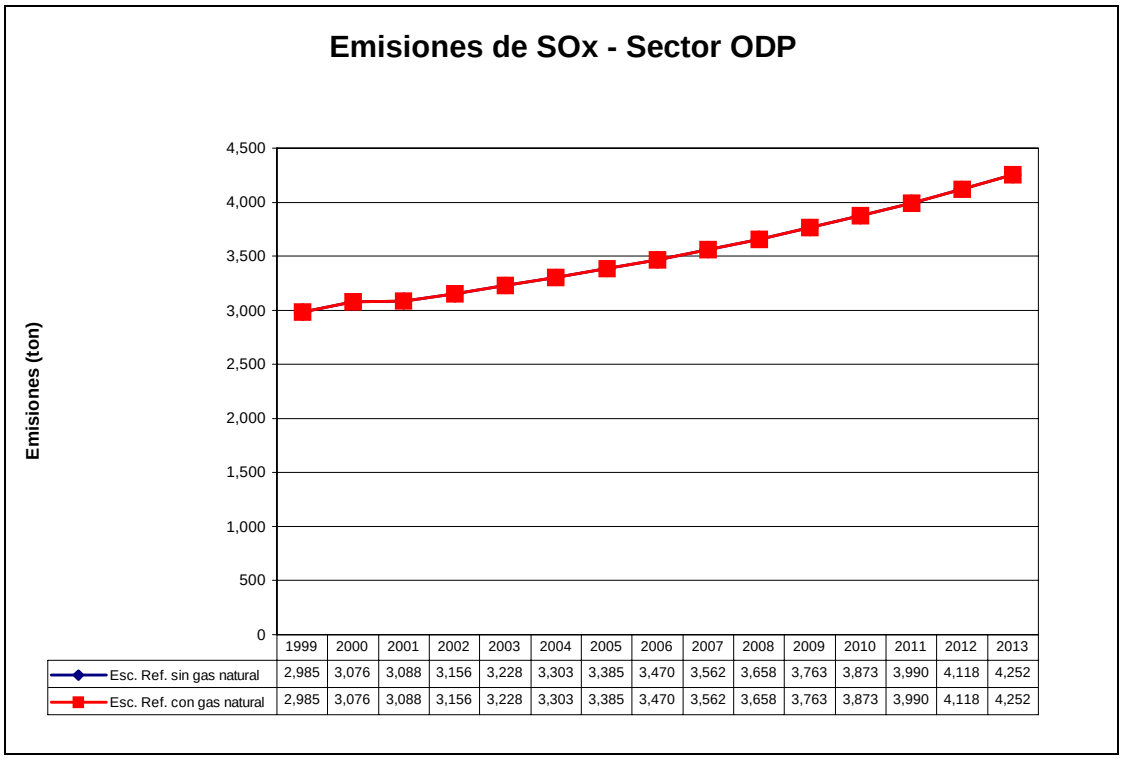
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	51	52	52	54	55	56	58	59	61	62	64	66	68	70	72
Esc. Ref. con gas natural	51	52	46	47	48	49	50	51	53	54	56	57	59	61	63

Gráfica 7.4.7.c Proyecciones de emisiones de NO_x del sector ODP



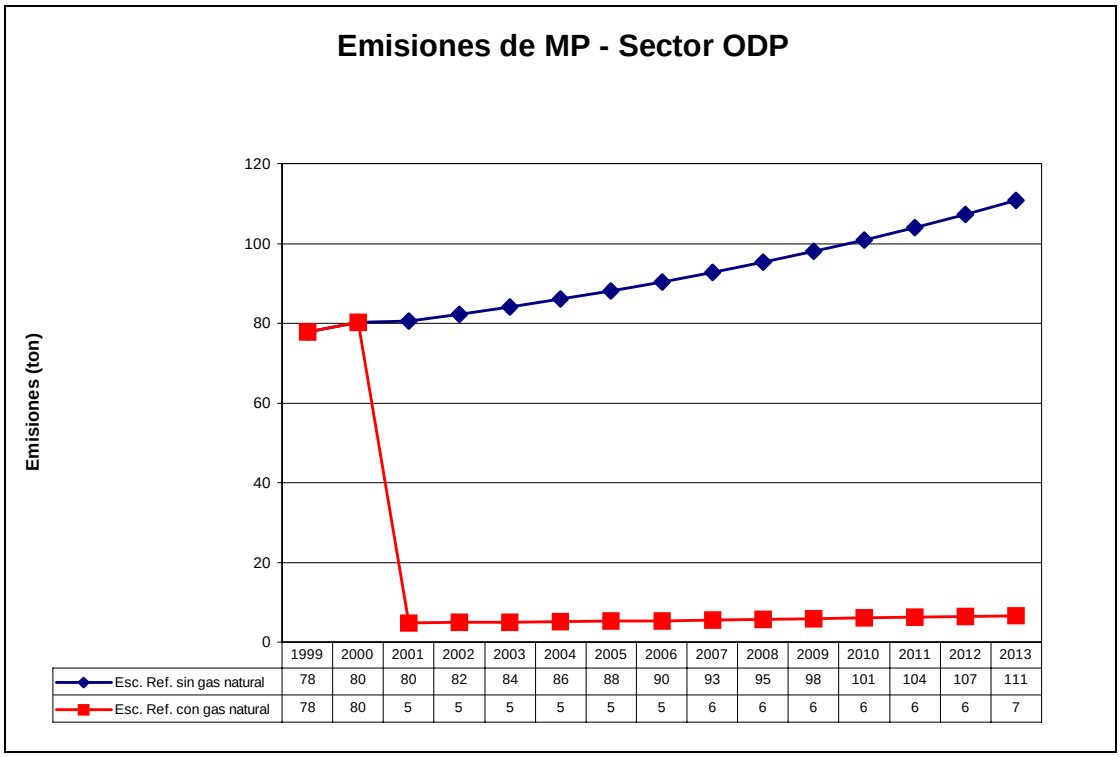
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	428	441	443	453	463	474	485	498	511	525	540	555	572	591	610
Esc. Ref. con gas natural	428	441	394	403	412	422	432	443	455	467	480	494	509	526	543

Gráfica 7.4.7.d Proyecciones de emisiones de SO_x del sector ODP



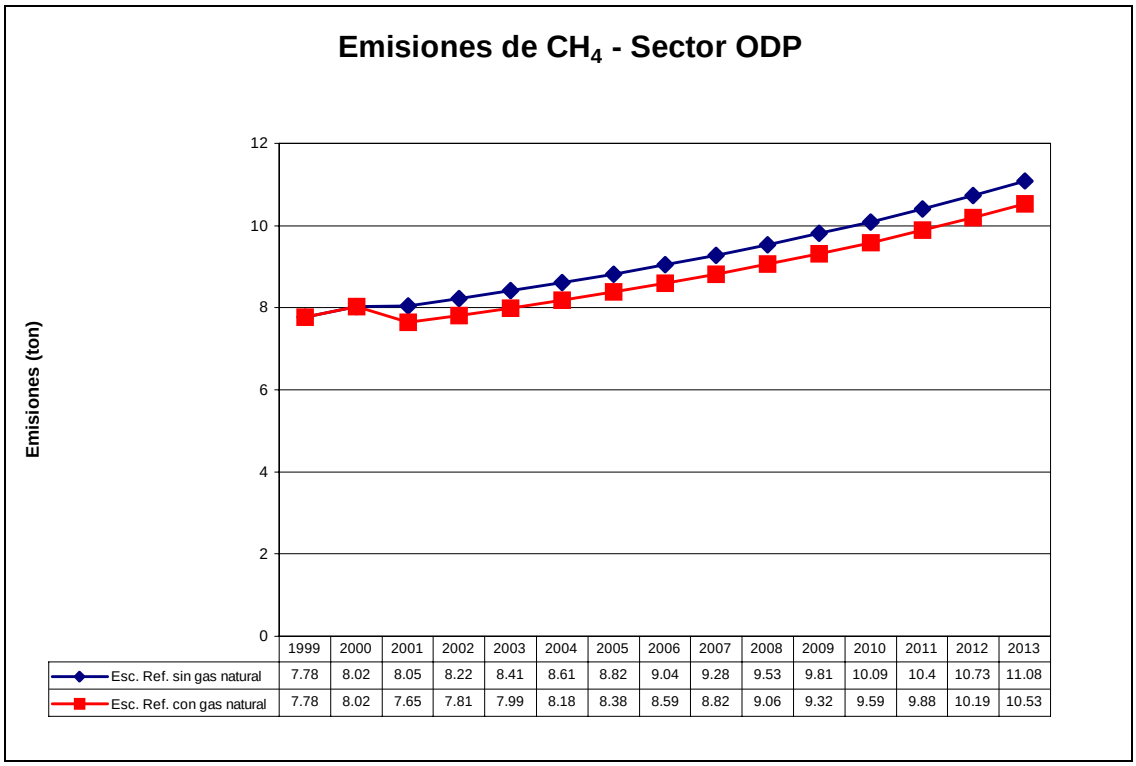
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2,985	3,076	3,088	3,156	3,228	3,303	3,385	3,470	3,562	3,658	3,763	3,873	3,990	4,118	4,252
Esc. Ref. con gas natural	2,985	3,076	3,088	3,156	3,228	3,303	3,385	3,470	3,562	3,658	3,763	3,873	3,990	4,118	4,252

Gráfica 7.4.7.e Proyecciones de emisiones de MP del sector ODP



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	78	80	80	82	84	86	88	90	93	95	98	101	104	107	111
Esc. Ref. con gas natural	78	80	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7

Gráfica 7.4.7.f Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector ODP



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	7.78	8.02	8.05	8.22	8.41	8.61	8.82	9.04	9.28	9.53	9.81	10.09	10.4	10.73	11.08
Esc. Ref. con gas natural	7.78	8.02	7.65	7.81	7.99	8.18	8.38	8.59	8.82	9.06	9.32	9.59	9.88	10.19	10.53

Los óxidos de azufre no presentan diferencia entre escenarios, ya que la introducción de gas natural no incide en el factor de emisión de dicho contaminante desarrollado para la refinería. Esto es debido fundamentalmente a que la mayoría de las emisiones de dichos gases se generan en la quema en antorcha de gas ácido, que depende del petróleo crudo procesado y no de la presencia de gas natural entre los consumos propios de la refinería. Asimismo, cabe señalar que como resultado de la ampliación de la refinería, las emisiones de SO_x crecen un 42.5% respecto al valor estimado para el año 1999, de 3,000 toneladas aproximadamente, consecuencia de manipular un mayor volumen de crudo. Por lo tanto, para el final del período se tiene un nivel de emisiones anuales de aproximadamente 4,250 toneladas de estos óxidos.

Como se señaló anteriormente, la mayor diferencia entre escenarios se constata para las emisiones de material particulado. Las toneladas aportadas a la atmósfera en el año 2013 son un 91.5% menores que las del 1999 para el escenario con GN. En el escenario sin GN las mismas se incrementarían un 42.5% respecto a su valor original.

Las emisiones de CH_4 presentan en el año 2013 una diferencia mínima, de apenas 0.55 toneladas entre los escenarios de referencia. Analizando porcentualmente los crecimientos respecto al año 1999, se tiene que cuando se está en presencia de GN, las emisiones crecen un poco más del 35% como consecuencia de la ampliación, mientras que en ausencia de dicho gas, las mismas aumentarían un 42.4%.

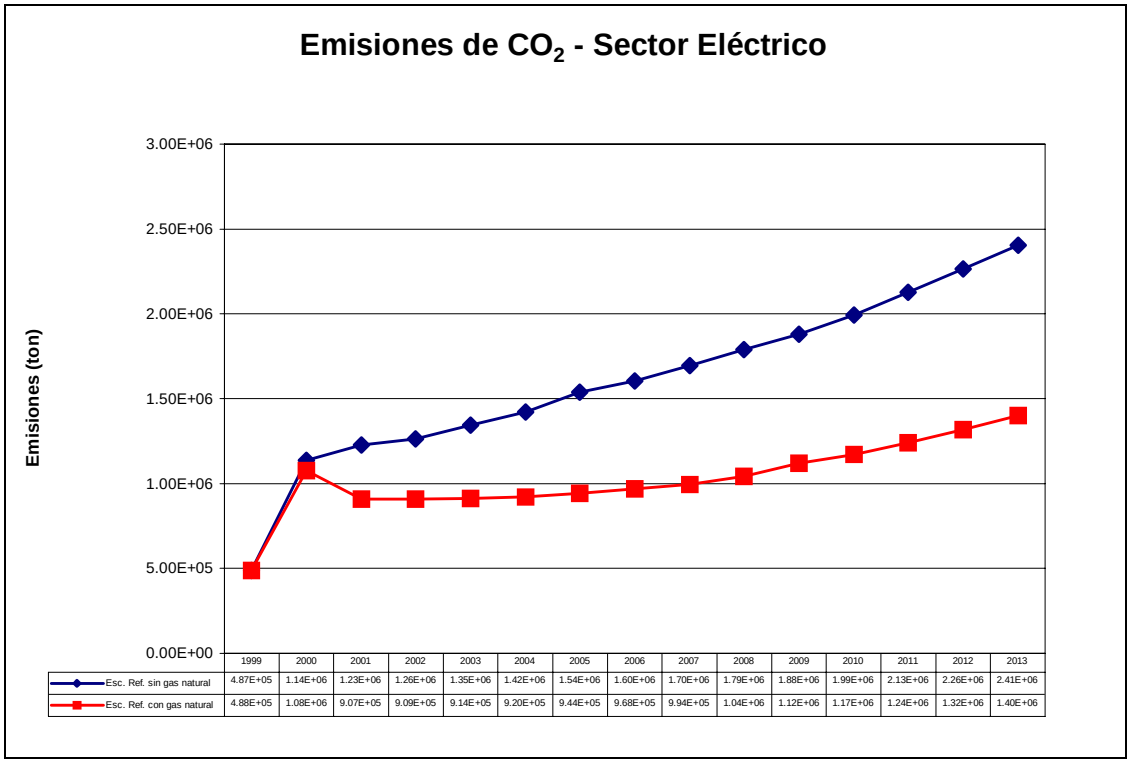
7.4.8 Proyecciones del sector Eléctrico

Finalmente, en las **Gráficas 7.4.8.a** a **7.4.8.f** se ilustran las proyecciones obtenidas para el sector Eléctrico en presencia y ausencia de gas natural.

Mediante la observación de las proyecciones de las emisiones del sector Eléctrico con y sin GN se constata una separación progresiva de las mismas, obteniendo para el año 2013 grandes diferencias porcentuales. Para todos los contaminantes, las emisiones que resultan para el caso con GN son menores a las correspondientes a la situación sin GN, dado que se produce una fuerte sustitución de diesel y de fuel oil por el nuevo combustible alternativo en este sector.

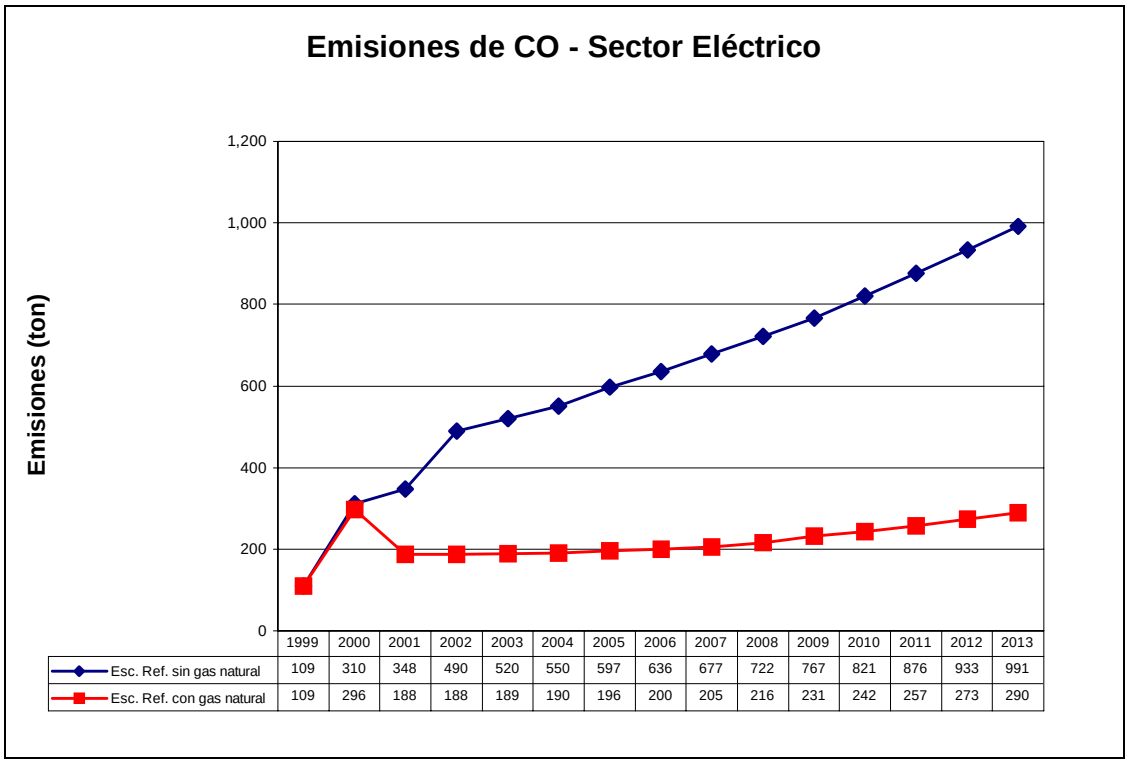
Si bien el CO_2 presenta para el año 2013 la menor diferencia porcentual entre las emisiones de ambos escenarios (41.7%), la misma es equivalente a 1.010.000 toneladas, y representa más del 60% de la diferencia total nacional entre estos escenarios. Para el 2013 la TCAA en presencia de GN es del orden del 8% y más de 4 puntos porcentuales menor a la que existiría en ausencia del mismo. Sin embargo, dichas tasas de crecimiento son altas comparadas con las de los demás sectores, a excepción de las que presenta el sector Oferta de gas en el escenario con GN. El porcentaje de crecimiento total entre el año 1999 y el 2013 resulta mayor al 390% para el escenario sin GN, mientras que para el escenario con GN dicho porcentaje iguala el 187% en ese mismo período.

Gráfica 7.4.8.a Proyecciones de emisiones de CO_2 del sector Eléctrico



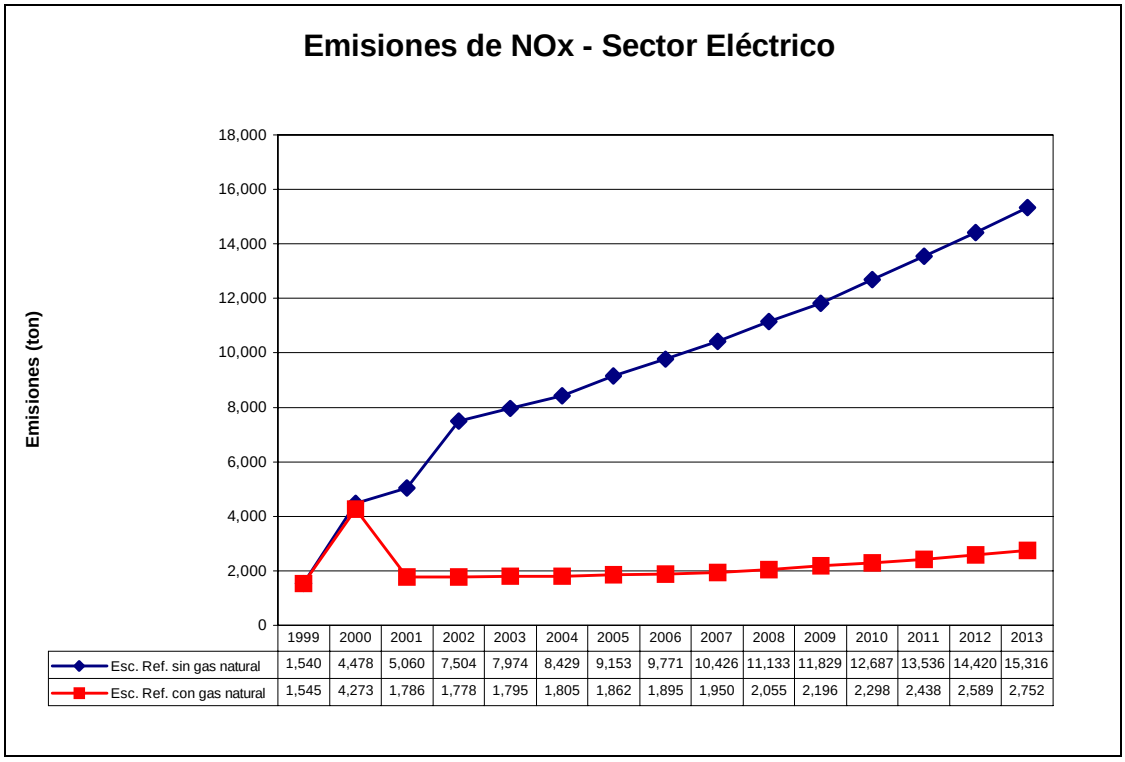
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	4.87E+05	1.14E+06	1.23E+06	1.26E+06	1.35E+06	1.42E+06	1.54E+06	1.60E+06	1.70E+06	1.79E+06	1.88E+06	1.99E+06	2.13E+06	2.26E+06	2.41E+06
Esc. Ref. con gas natural	4.88E+05	1.08E+06	9.07E+05	9.09E+05	9.14E+05	9.20E+05	9.44E+05	9.68E+05	9.94E+05	1.04E+06	1.12E+06	1.17E+06	1.24E+06	1.32E+06	1.40E+06

Gráfica 7.4.8.b Proyecciones de emisiones de CO del sector Eléctrico



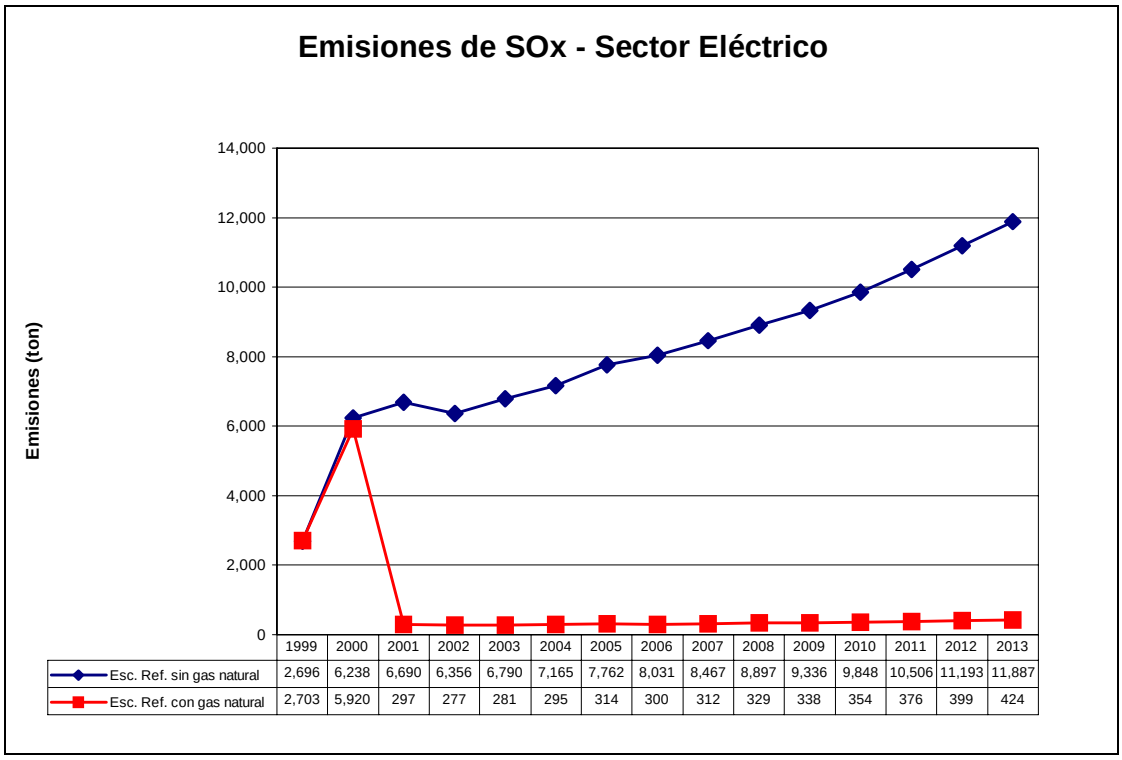
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	109	310	348	490	520	550	597	636	677	722	767	821	876	933	991
Esc. Ref. con gas natural	109	296	188	188	189	190	196	200	205	216	231	242	257	273	290

Gráfica 7.4.8.c Proyecciones de emisiones de NO_x del sector Eléctrico



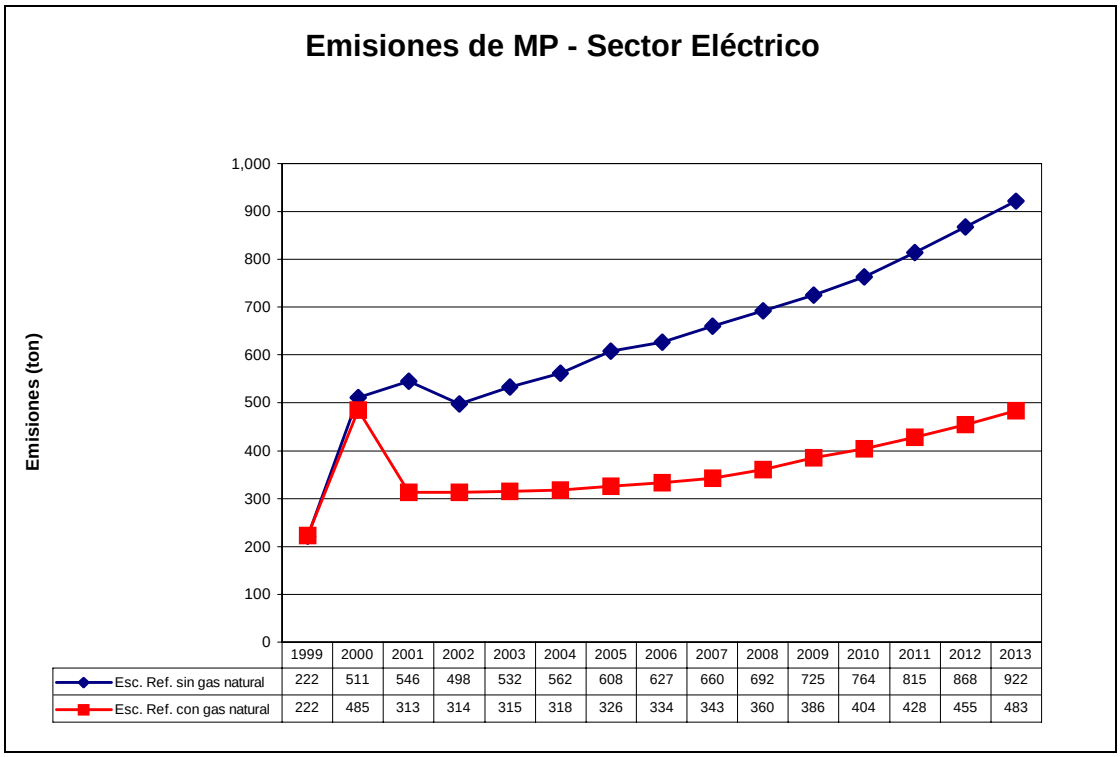
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	1,540	4,478	5,060	7,504	7,974	8,429	9,153	9,771	10,426	11,133	11,829	12,687	13,536	14,420	15,316
Esc. Ref. con gas natural	1,545	4,273	1,786	1,778	1,795	1,805	1,862	1,895	1,950	2,055	2,196	2,298	2,438	2,589	2,752

Gráfica 7.4.8.d Proyecciones de emisiones de SO_x del sector Eléctrico



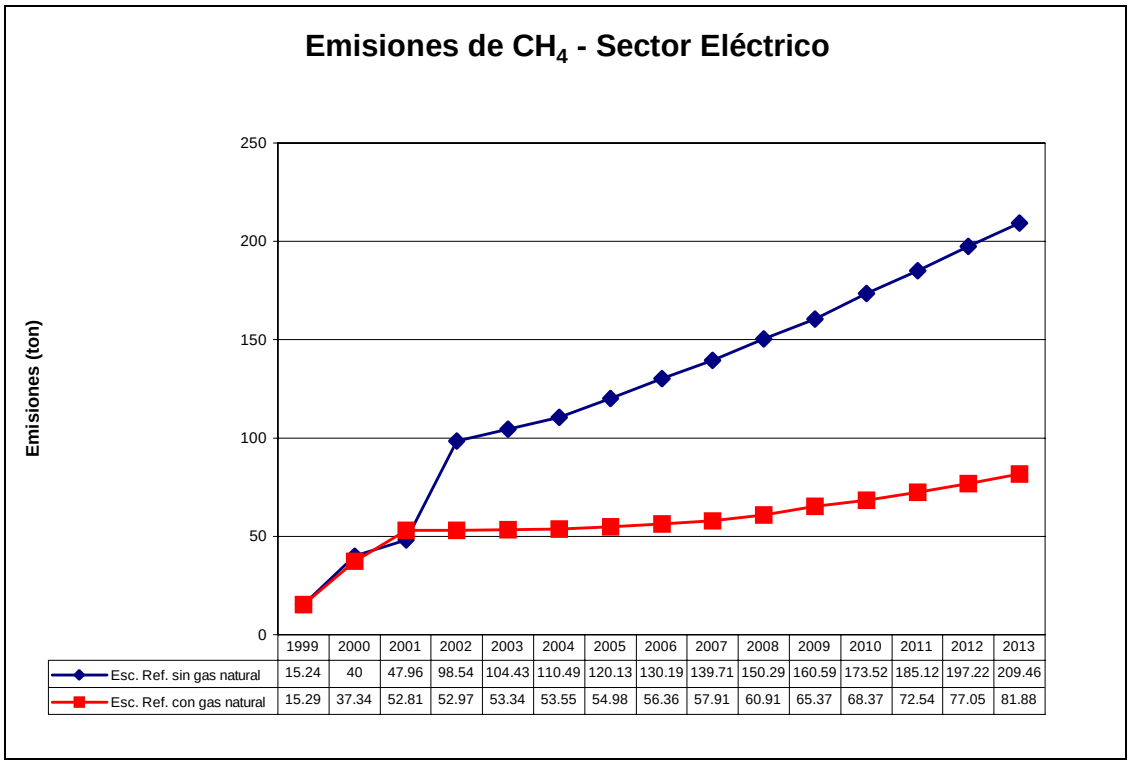
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	2,696	6,238	6,690	6,356	6,790	7,165	7,762	8,031	8,467	8,897	9,336	9,848	10,506	11,193	11,887
Esc. Ref. con gas natural	2,703	5,920	297	277	281	295	314	300	312	329	338	354	376	399	424

Gráfica 7.4.8.e Proyecciones de emisiones de MP del sector Eléctrico



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	222	511	546	498	532	562	608	627	660	692	725	764	815	868	922
Esc. Ref. con gas natural	222	485	313	314	315	318	326	334	343	360	386	404	428	455	483

Gráfica 7.4.8.f Proyecciones de emisiones de CH_4 del sector Eléctrico



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Esc. Ref. sin gas natural	15.24	40	47.96	98.54	104.43	110.49	120.13	130.19	139.71	150.29	160.59	173.52	185.12	197.22	209.46
Esc. Ref. con gas natural	15.29	37.34	52.81	52.97	53.34	53.55	54.98	56.36	57.91	60.91	65.37	68.37	72.54	77.05	81.88

Los óxidos de azufre y de nitrógeno les siguen al CO_2 en orden de importancia en este sector. La mayor diferencia porcentual entre escenarios para el año 2013 la presentan los SO_x (96.4%) y las emisiones de NO_x son 82% menores para el caso con GN. Para los primeros existe una diferencia de casi 11.900 toneladas entre ambos escenarios al final del período en estudio y para los segundos esta diferencia supera las 12.500 toneladas.

Además, cabe señalar que para el año 2013, las emisiones de SO_x cuando se utiliza GN toman un valor que está 2.280 toneladas por debajo del que tenían al comienzo del período representado, mientras que para el escenario con GN tienen un valor de casi 9.200 toneladas por arriba del inicial. Igualmente interesante es el comportamiento de las emisiones de los NO_x para las cuales las TCAA de ambos escenarios difieren sustancialmente: la tasa del escenario con GN es 4.2 veces menor que la del escenario sin GN. Como resultado de esto, el porcentaje de crecimiento total de las emisiones entre los años 1999 y 2013 resulta 11.5 veces menor para la situación con GN.

Respecto al CO, para el año 2013 se observa que el nivel de emisión del escenario con GN es 3.4 veces menor que el que se alcanzaría en el escenario donde no se cuenta con dicho combustible para la generación eléctrica. La TCAA para el período 1999-2013 disminuye a más de la mitad con la introducción del GN, resultando en una diferencia entre escenarios mayor a las 700 toneladas para el final del período.

El material particulado presenta una diferencia entre escenarios de un poco más de 438 toneladas para el año 2013, que representan el 47.5% del nivel de emisión del escenario sin GN. La introducción de GN ocasiona para este contaminante una disminución a la mitad de la tasa de crecimiento acumulativa anual para el período en

estudio. Dicho comportamiento conduce a obtener para el caso con GN un porcentaje de aumento total de las emisiones del 118% en lugar del 316% que se tiene para el caso sin GN.

Las emisiones de metano tienen escasa magnitud en este sector para ambos escenarios, y por lo tanto, aunque la diferencia porcentual entre ellos es superior al 60%, en valor absoluto son apenas 128 toneladas. Es decir, la disminución en las emisiones de CH_4 que se registra en este sector es de escasa magnitud comparada con el aumento de las mismas que ocurre en el nivel nacional debido al aporte del sector Oferta de gas.

8. PROYECCIÓN DE EMISIONES PARA LOS ESCENARIOS DE MITIGACIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de los niveles de emisión para los seis escenarios de mitigación definidos en el Capítulo 4, en relación con los correspondientes al escenario de referencia con gas natural. Dicha información proporciona una evaluación de la variación de las emisiones de los diferentes contaminantes atmosféricos estudiados, para el período 1999-2013, que resultarían de la aplicación de cada una de las medidas de mitigación planteadas.

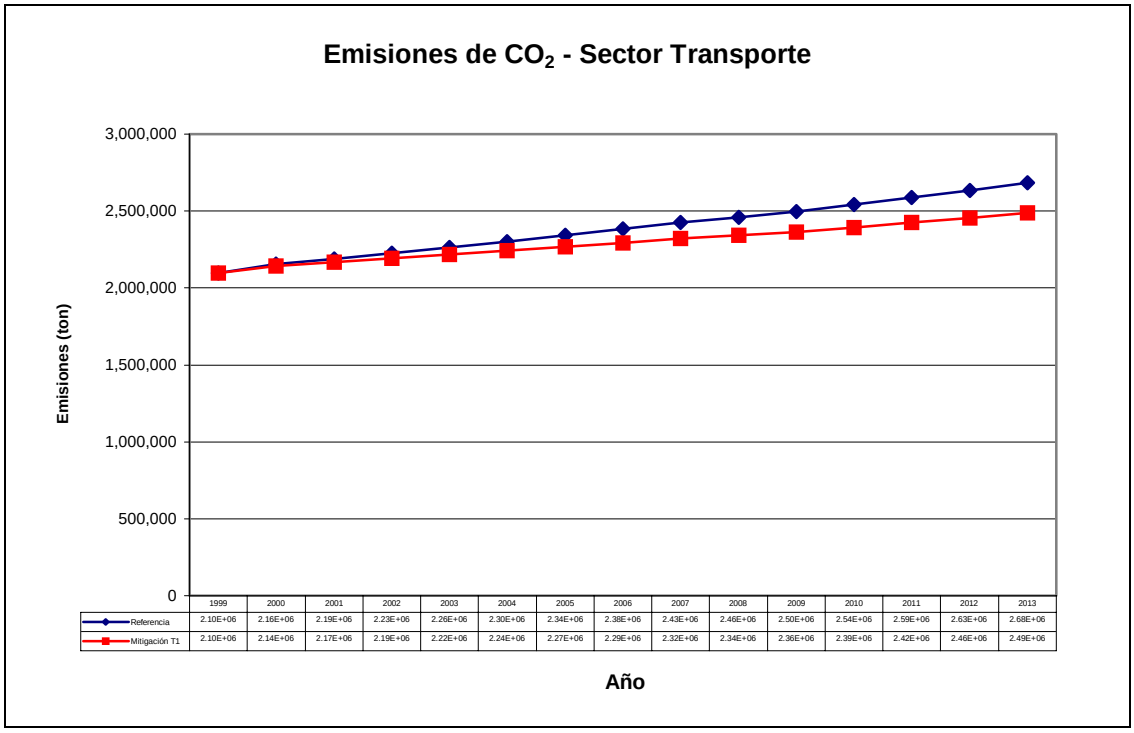
8.1 Aumento de eficiencia en el sector transporte (T1)

En las **Gráficas 8.1.a.** a **8.1.f.** se presentan las proyecciones de las emisiones del sector Transporte de los diferentes contaminantes, para los escenarios de referencia y de mitigación T1.

Adicionalmente, en el **Cuadro 8.1.a.** se muestran los porcentajes de reducción de emisiones obtenidos para el último año del período (2013) resultantes de la aplicación de la medida de mitigación correspondiente al referido escenario.

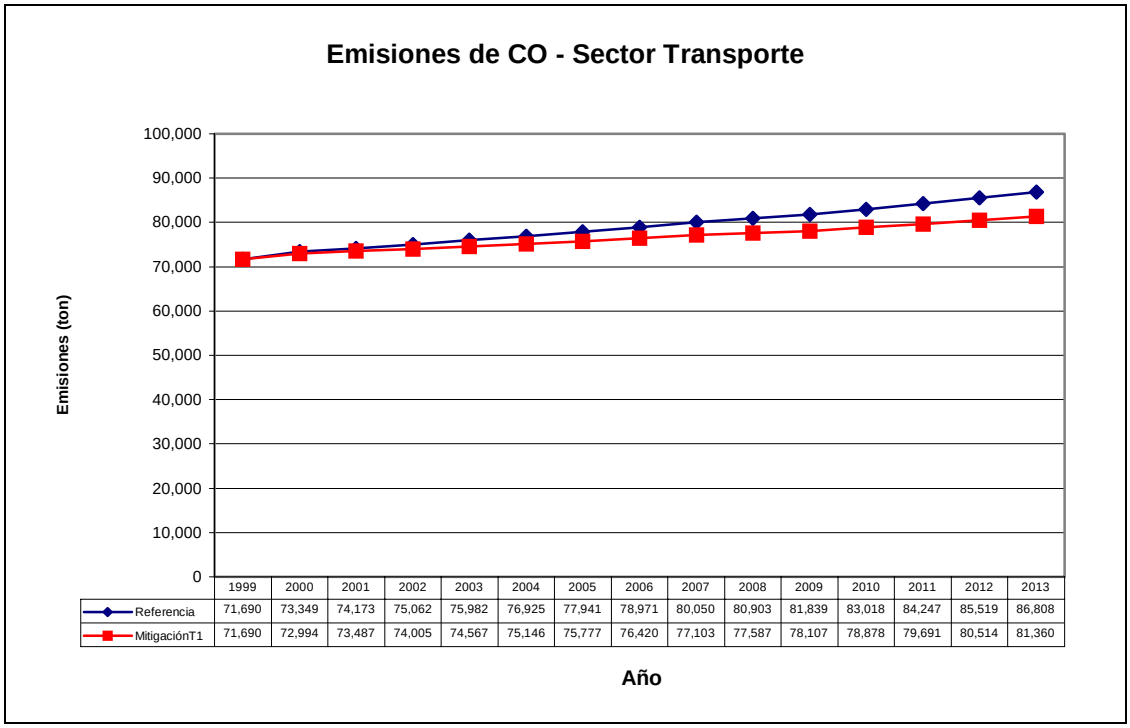
Por último, en el **Cuadro 8.1.b.** figuran, para ambos escenarios: la diferencia absoluta de niveles de emisiones entre los años 1999 y 2013, el porcentaje de crecimiento total de las mismas (PCT) y la tasa de crecimiento acumulativa anual (TCAA) para el período comprendido entre esos mismos años.

Gráfica 8.1.a Emisiones de CO_2 en escenarios T1 y de referencia



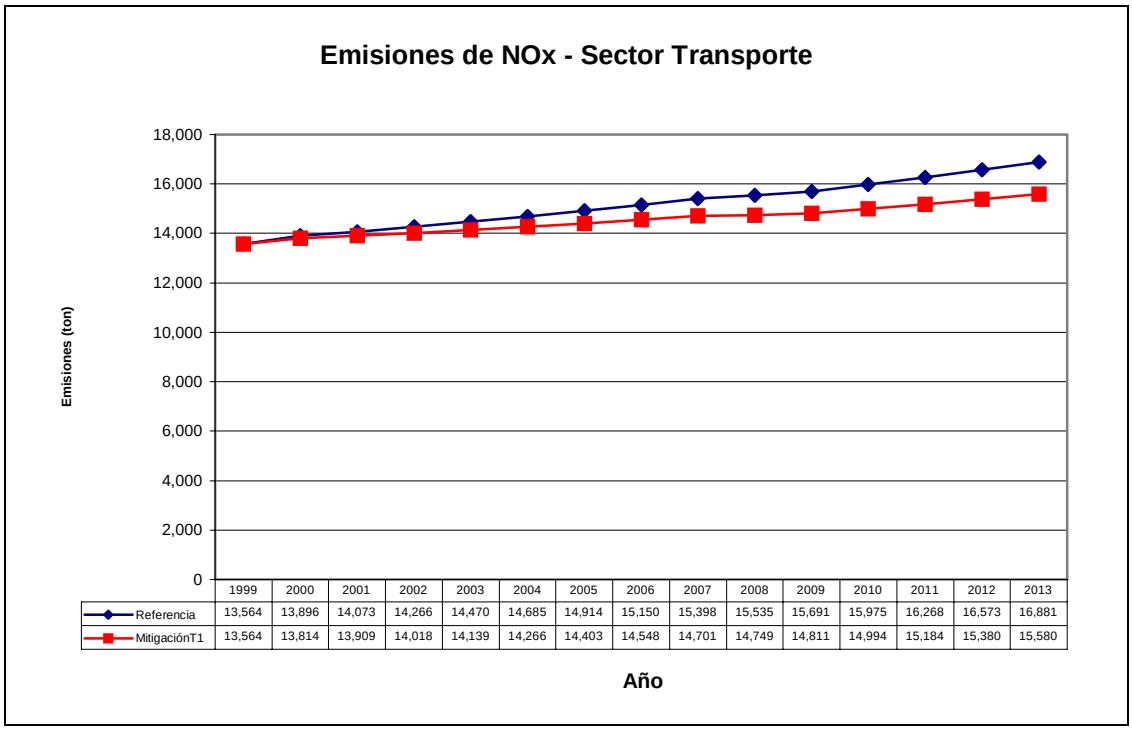
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	2.10E+06	2.16E+06	2.19E+06	2.23E+06	2.26E+06	2.30E+06	2.34E+06	2.38E+06	2.43E+06	2.46E+06	2.50E+06	2.54E+06	2.59E+06	2.63E+06	2.68E+06
Mitigación T1	2.10E+06	2.14E+06	2.17E+06	2.19E+06	2.22E+06	2.24E+06	2.27E+06	2.29E+06	2.32E+06	2.34E+06	2.36E+06	2.39E+06	2.42E+06	2.46E+06	2.49E+06

Gráfica 8.1.b Emisiones de CO en escenarios T1 y de referencia



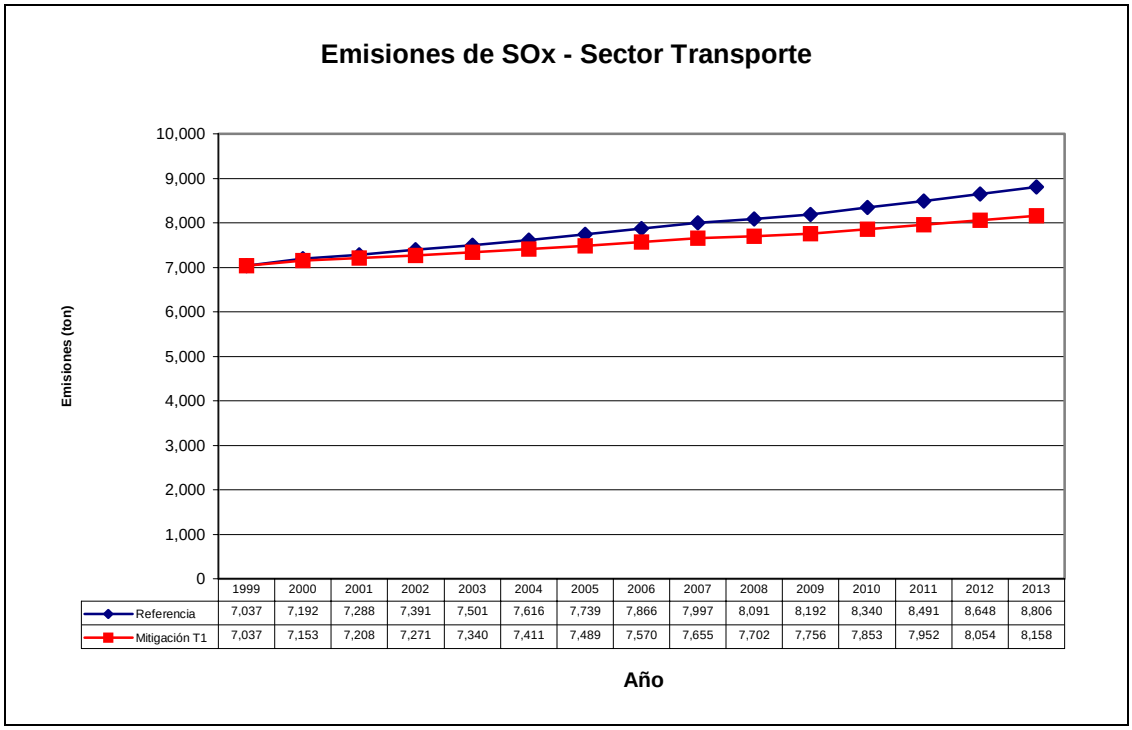
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	71,690	73,349	74,173	75,062	75,982	76,925	77,941	78,971	80,050	80,903	81,839	83,018	84,247	85,519	86,808
MitigaciónT1	71,690	72,994	73,487	74,005	74,567	75,146	75,777	76,420	77,103	77,587	78,107	78,878	79,691	80,514	81,360

Gráfica 8.1.c Emisiones de NO_x en escenarios T1 y de referencia



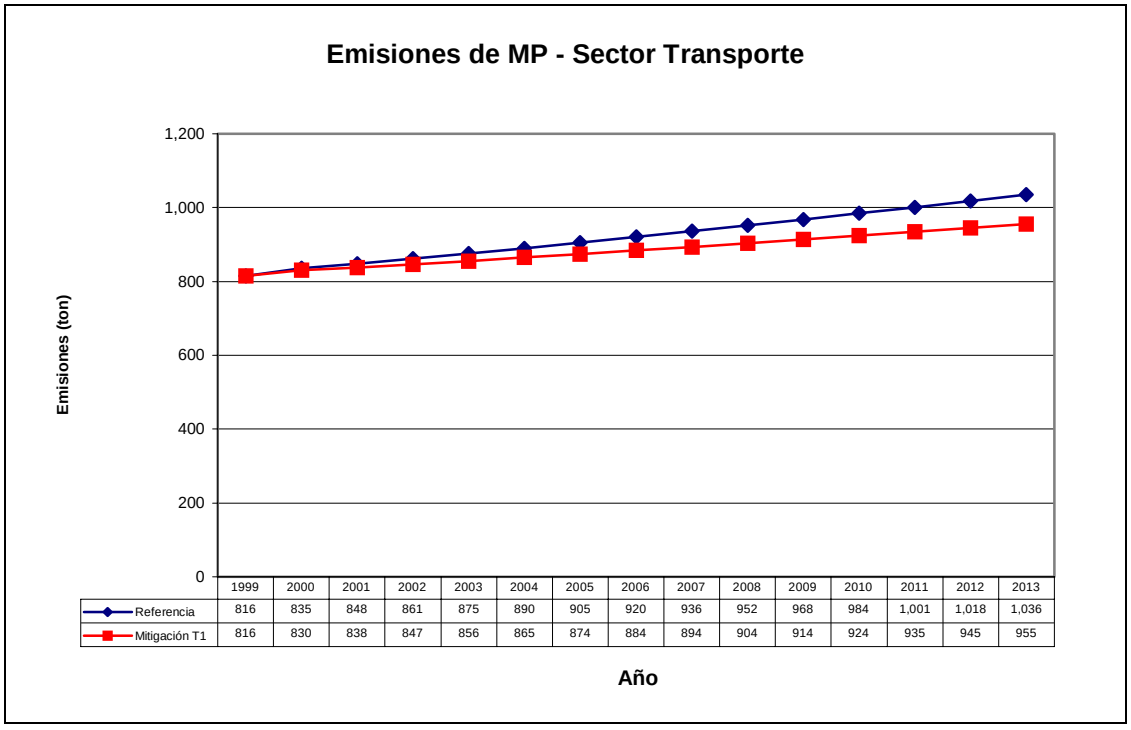
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	13,564	13,896	14,073	14,266	14,470	14,685	14,914	15,150	15,398	15,535	15,691	15,975	16,268	16,573	16,881
MitigaciónT1	13,564	13,814	13,909	14,018	14,139	14,266	14,403	14,548	14,701	14,749	14,811	14,994	15,184	15,380	15,580

Gráfica 8.1.d Emisiones de SO_x en escenarios T1 y de referencia



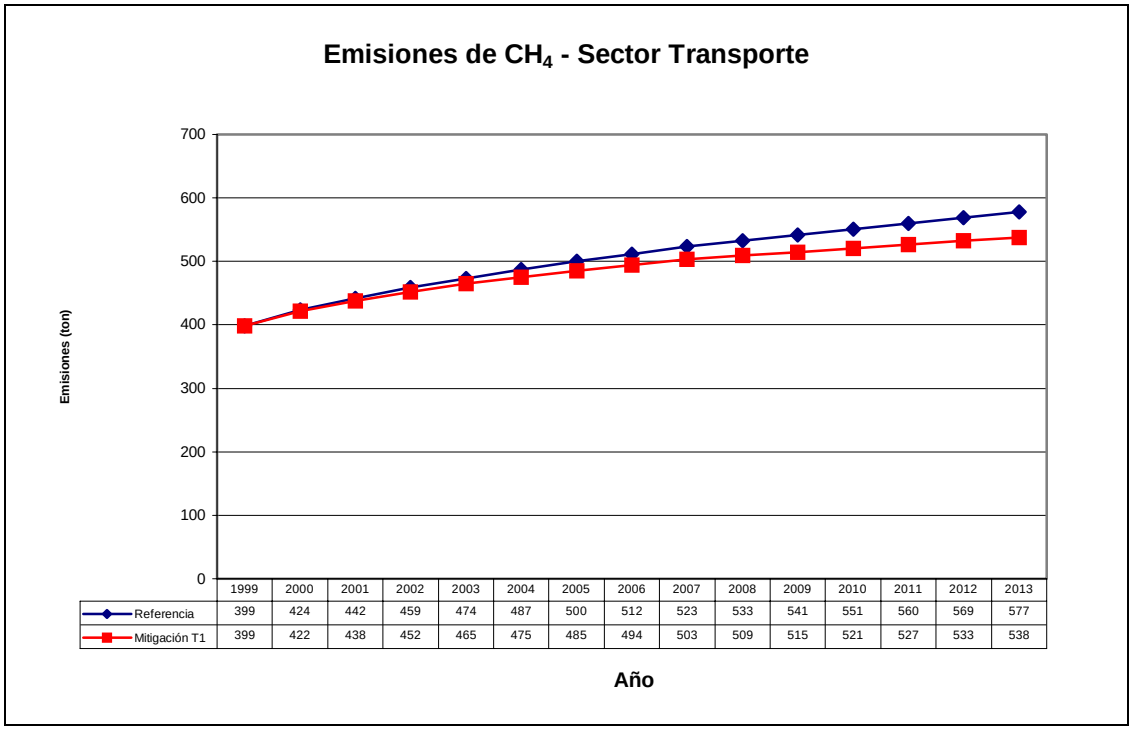
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	7,037	7,192	7,288	7,391	7,501	7,616	7,739	7,866	7,997	8,091	8,192	8,340	8,491	8,648	8,806
Mitigación T1	7,037	7,153	7,208	7,271	7,340	7,411	7,489	7,570	7,655	7,702	7,756	7,853	7,952	8,054	8,158

Gráfica 8.1.e Emisiones de MP en escenarios T1 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	816	835	848	861	875	890	905	920	936	952	968	984	1,001	1,018	1,036
Mitigación T1	816	830	838	847	856	865	874	884	894	904	914	924	935	945	955

Gráfica 8.1.f Emisiones de CH_4 en escenarios T1 y de referencia



Cuadro 8.1.a. Porcentajes de reducción para el año 2013 debidos a la aplicación de la medida de mitigación T1 respecto al escenario de referencia

	CO_2	CO	NO_x	SO_x	MP	CH_4
Escenario referencia	2.68 E+06	0.87 E+05	16.881	8.806	1.036	577
Escenario mitigación T1	2.49 E+06	0.81 E+05	15.580	8.158	955	538
% reducción	**7.3**	**6.3**	**7.7**	**7.4**	**7.7**	**6.8**

Cuadro 8.1.b. Crecimiento de emisiones entre los años 1999 y 2013 para los escenarios de referencia (ER) y de mitigación T1 (EMT1)

	Diferencia Emisiones 2013 - 1999 (ton)		Porcentaje de Crecimiento Total PCT (%)		Tasa Crecimiento Anual Acumulativa TCAA (%)	
	ER	**EMT1**	**ER**	**EMT1**	**ER**	**EMT1**
CO_2	0.58 E+06	0.39 E+06	27.8	18.5	1.8	1.2
CO	1.51 E+04	0.97 E+04	21.1	13.5	1.4	0.9
NO_x	3.317	2.016	24.5	14.9	1.6	1.0
SO_x	1.769	1.121	25.2	15.9	1.6	1.1
MP	220	140	27.0	17.2	1.7	1.1
CH_4	179	139	44.8	34.9	2.7	2.2

De la observación de las diferencias porcentuales a las que se llega en el año 2013 entre los escenarios de mitigación T1 (EMT1) y de referencia (ER), se desprende que las mismas varían desde un mínimo de 6.3% para el CO, hasta un máximo de 7.7% para el MP y para los NO_x. Para el primer caso, este porcentaje corresponde a casi 5.450 toneladas menos que se emiten en el EMT1 respecto al ER. Para el MP el

mencionado porcentaje señala para el EMT1 un nivel de emisión de solamente 80 toneladas por debajo del asociado al ER, mientras que para los óxidos de nitrógeno, este valor es del orden de las 1.300 toneladas.

Para el año 2013, los SO_x presentan en el EMT1 un nivel de emisión 7.4% menor al del ER. Es decir que en este año, las emisiones de óxidos de azufre del sector Transporte resultantes de la aplicación de la medida de mitigación son casi 650 toneladas menores a las que se tendrían en ausencia de la medida.

Los niveles de emisión de CO_2 y CH_4 del EMT1 para el año 2013 se colocan un 7.3% y un 6.8% por debajo de los correspondientes al ER. La diferencia para el CH_4 es menor a las 40 toneladas, pero si ésta se convierte a toneladas equivalentes de CO_2 (utilizando el factor del potencial de calentamiento atmosférico a 100 años) resulta en una cifra del orden de las 830 toneladas. Estas últimas, sumadas a las 190.000 toneladas de CO_2 que se evitan emitir en el referido año mediante la aplicación de esta medida de mitigación, resultan en una reducción en el sector transporte de 190.830 toneladas de CO_2 equivalente.

Si se comparan los PCT para el período 1999-2013 de ambos escenarios, puede detectarse que los correspondientes al EMT1 son en todos los casos alrededor del 10% menores que los asociados al ER. Por ejemplo, para el caso del CO_2, se tiene que las emisiones crecen en todo el período un 27.8% en el ER, mientras que para el EMT1 este porcentaje es igual a 18.5 %.

Dicho comportamiento se corresponde con el que presentan las TCAA de todos los contaminantes, las cuales son entre 0.5 y 0.6 puntos porcentuales menores en el escenario de mitigación que las obtenidas en el de referencia.

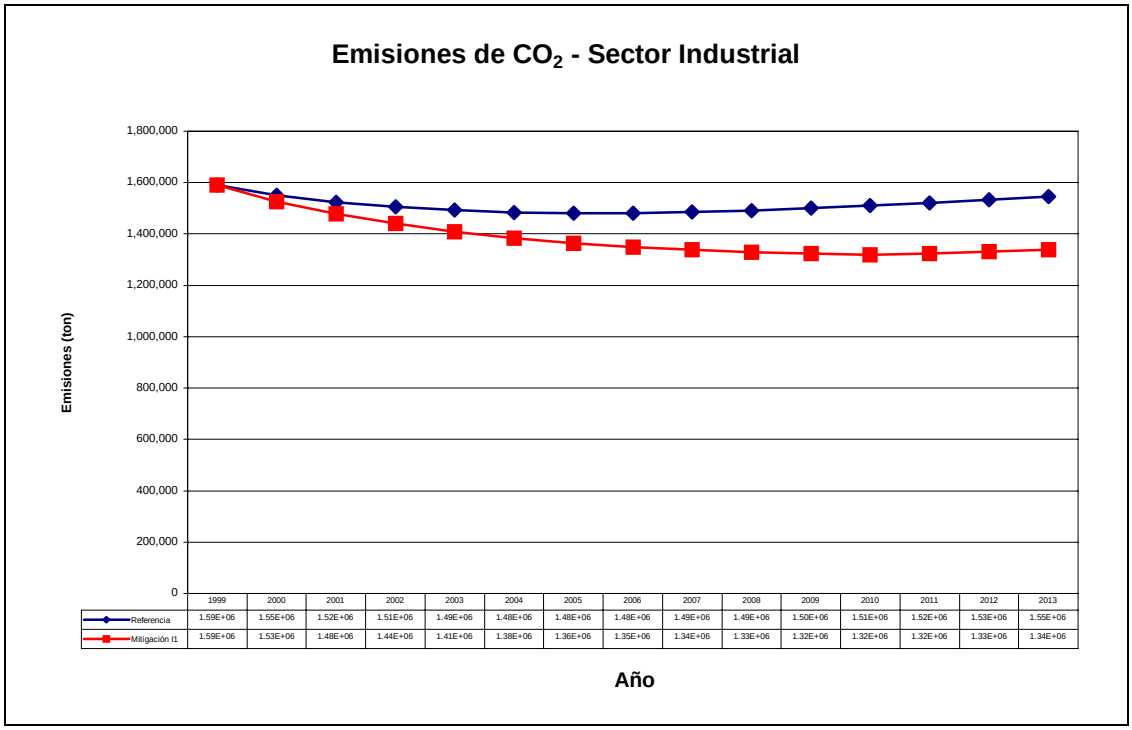
8.2 Aumento de eficiencia en el sector Industrial (I1)

En las **Gráficas 8.2.a.** a **8.2.f.** se presentan las proyecciones de las emisiones del sector Industrial de los contaminantes considerados en el presente estudio, tanto para el escenario de referencia (ER) como para el de mitigación en este sector, denominado I1 (EMI1).

Análogamente a lo presentado en la sección inmediata anterior, en el **Cuadro 8.2.a.** figuran los porcentajes de reducción de emisiones obtenidos para el año 2013 debido a la aplicación de la referida medida de mitigación.

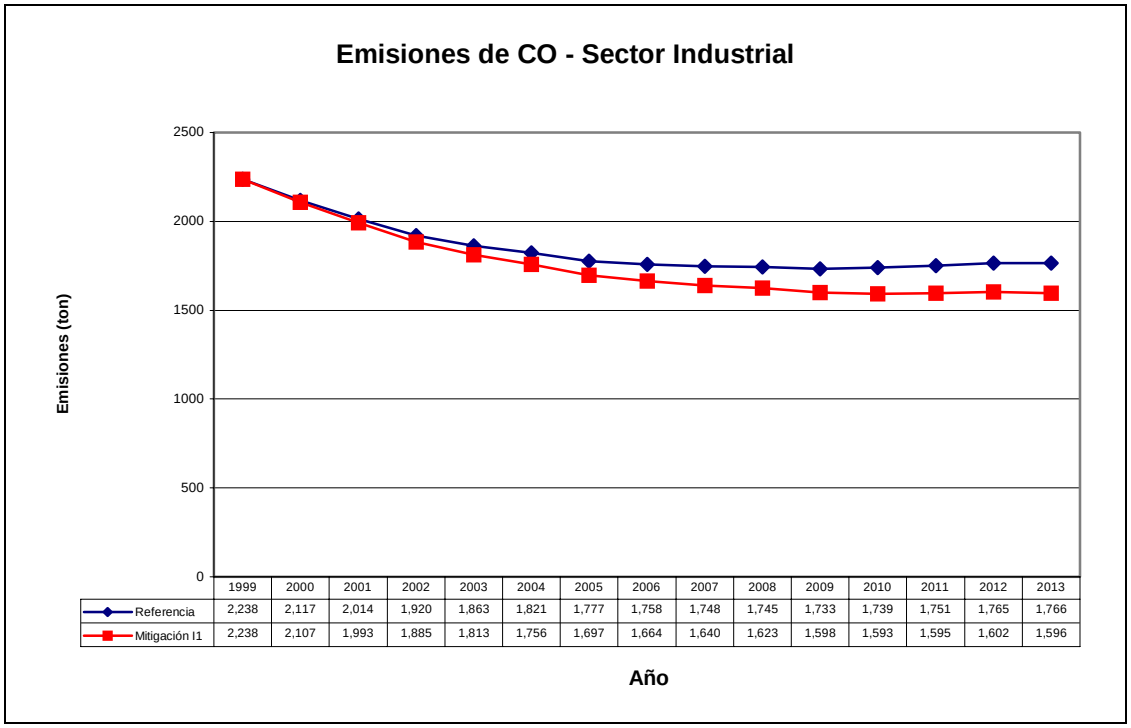
Además, en el **Cuadro 8.2.b.** se muestran los parámetros de crecimiento utilizados para analizar el comportamiento de las emisiones del sector industrial en los escenarios ER y EMI1: la diferencia absoluta de niveles de emisiones entre los años 1999 y 2013, el porcentaje de crecimiento total de las mismas (PCT) y la tasa de crecimiento acumulativa anual (TCAA) para el período comprendido entre esos mismos años.

Gráfica 8.2.a Emisiones de CO_2 en escenarios I1 y de referencia



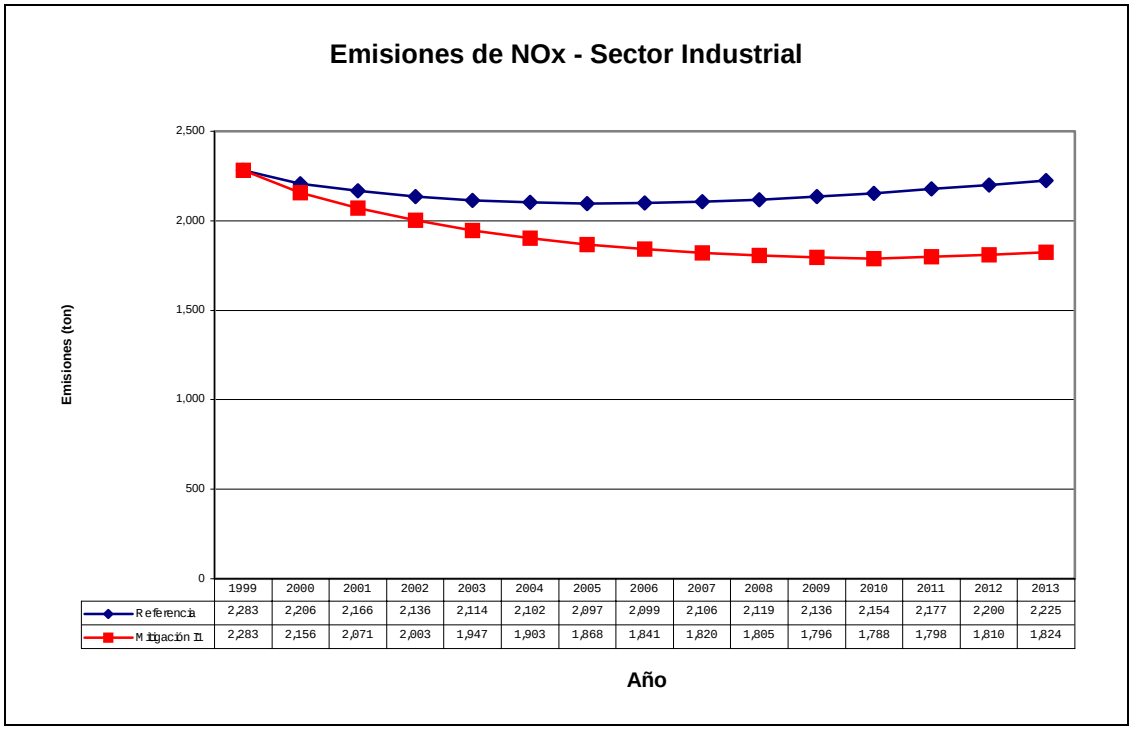
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	1.59E+06	1.55E+06	1.52E+06	1.51E+06	1.49E+06	1.48E+06	1.48E+06	1.48E+06	1.49E+06	1.49E+06	1.50E+06	1.51E+06	1.52E+06	1.53E+06	1.55E+06
Mitigación I1	1.59E+06	1.53E+06	1.48E+06	1.44E+06	1.41E+06	1.38E+06	1.36E+06	1.35E+06	1.34E+06	1.33E+06	1.32E+06	1.32E+06	1.32E+06	1.33E+06	1.34E+06

Gráfica 8.2.b Emisiones de CO en escenarios I1 y de referencia



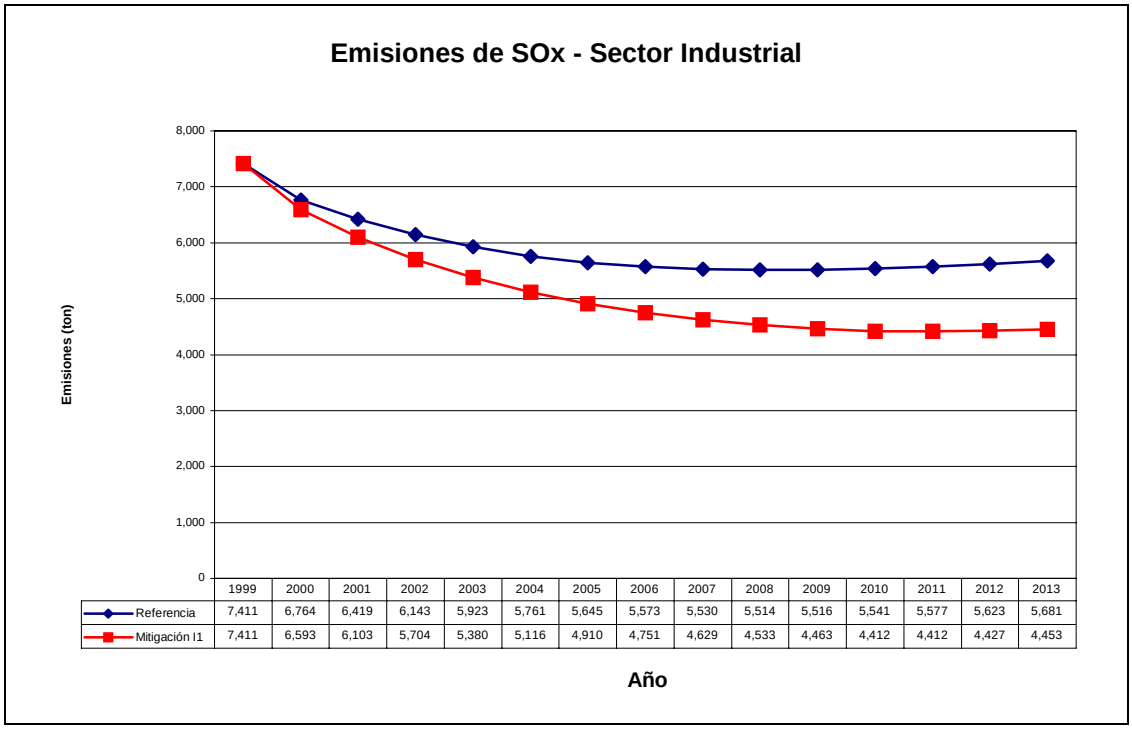
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	2,238	2,117	2,014	1,920	1,863	1,821	1,777	1,758	1,748	1,745	1,733	1,739	1,751	1,765	1,766
Mitigación I1	2,238	2,107	1,993	1,885	1,813	1,756	1,697	1,664	1,640	1,623	1,598	1,593	1,595	1,602	1,596

Gráfica 8.2.c Emisiones de NO_x en escenarios I1 y de referencia



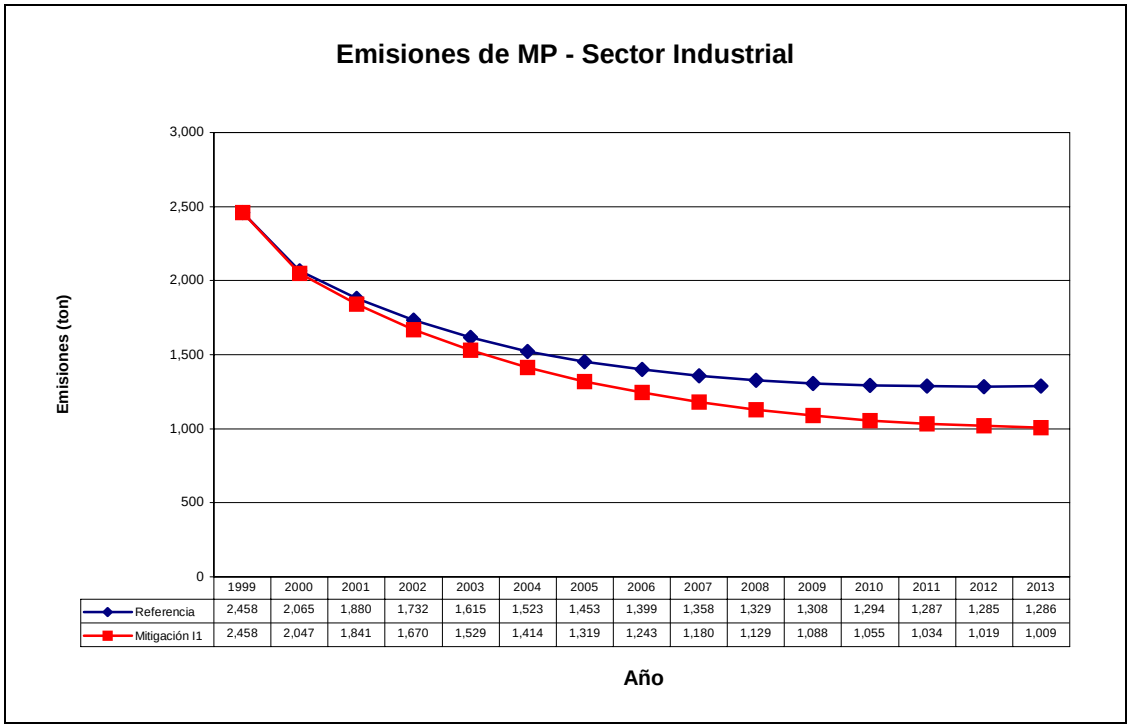
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	2,283	2,206	2,166	2,136	2,114	2,102	2,097	2,099	2,106	2,119	2,136	2,154	2,177	2,200	2,225
Mitigación I1	2,283	2,156	2,071	2,003	1,947	1,903	1,868	1,841	1,820	1,805	1,796	1,788	1,798	1,810	1,824

Gráfica 8.2.d Emisiones de SO_x en escenarios I1 y de referencia



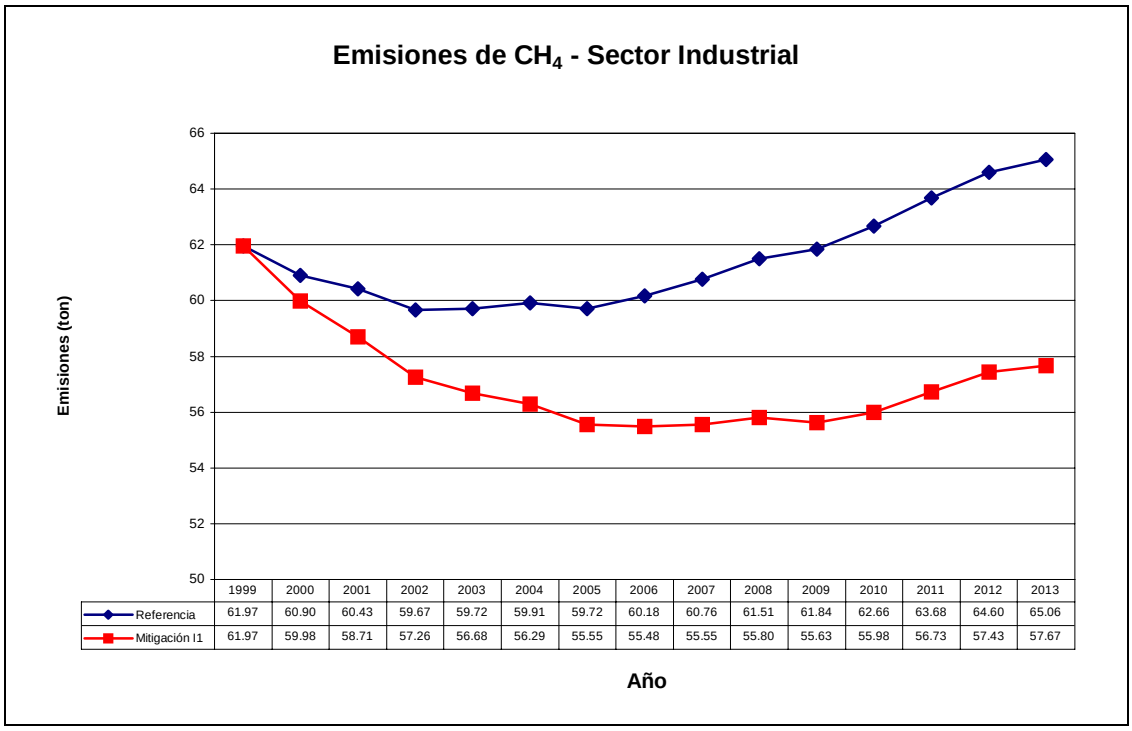
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	7,411	6,764	6,419	6,143	5,923	5,761	5,645	5,573	5,530	5,514	5,516	5,541	5,577	5,623	5,681
Mitigación I1	7,411	6,593	6,103	5,704	5,380	5,116	4,910	4,751	4,629	4,533	4,463	4,412	4,412	4,427	4,453

Gráfica 8.2.e Emisiones de MP en escenarios I1 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	2,458	2,065	1,880	1,732	1,615	1,523	1,453	1,399	1,358	1,329	1,308	1,294	1,287	1,285	1,286
Mitigación I1	2,458	2,047	1,841	1,670	1,529	1,414	1,319	1,243	1,180	1,129	1,088	1,055	1,034	1,019	1,009

Gráfica 8.2.f Emisiones de CH_4 en escenarios I1 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	61.97	60.90	60.43	59.67	59.72	59.91	59.72	60.18	60.76	61.51	61.84	62.66	63.68	64.60	65.06
Mitigación I1	61.97	59.98	58.71	57.26	56.68	56.29	55.55	55.48	55.55	55.80	55.63	55.98	56.73	57.43	57.67

Cuadro 8.2.a. Porcentajes de reducción para el año 2013 debidos a la aplicación de la medida de mitigación I1 respecto al escenario de referencia

	CO_2	CO	NO_x	SO_x	MP	CH_4
Escenario referencia	1.55 E+06	1.766	2.225	5.681	1.286	65
Escenario mitigación I1	1.34 E+06	1.596	1.824	4.453	1.009	58
% reducción	**13.4**	**9.6**	**18.0**	**21.6**	**21.6**	**11.4**

Cuadro 8.2.b. Indices de crecimiento de emisiones entre los años 1999 y 2013 para los escenarios de referencia (ER) y de mitigación I1 (EMI1)

	Diferencia Emisiones 2013 - 1999 (ton)		Porcentaje de Crecimiento Total PCT (%)		Tasa Crecimiento Anual Acumulativa TCAA (%)	
	ER	**EMI1**	**ER**	**EMI1**	**ER**	**EMI1**
CO_2	-0.43 E+05	-2.51 E+05	-2.7	-15.8	-0.2	-1.2
CO	- 473	-643	-21.1	-28.7	-1.7	-2.4
NO_x	-58	-459	-2.5	-20.1	-0.2	-1.6
SO_x	-1.730	-2.958	-23.3	-39.9	-1.9	-3.6
MP	-1.172	-1.449	-47.7	-59.0	-4.5	-6.2
CH_4	3	-4	5.0	-6.9	0.4	-0.5

Las emisiones de SO_x y de MP son las que experimentan la mayor diferencia entre ambos escenarios para el sector industrial, alcanzando en el último año del período una reducción mayor al 20% respecto al valor que se tendría en ausencia de la medida de mitigación.

Para los SO_x, dicha diferencia tiene una magnitud absoluta de más de 1.200 toneladas, que implica una disminución del nivel de emisión de casi 3.000 toneladas entre los años extremos del período en estudio, en lugar de una reducción del mismo de un poco más de 1.700 toneladas. En términos de crecimiento porcentual total en el período, los escenarios EMI1 y ER difieren en casi 17 puntos porcentuales y la TCAA para estos óxidos en el escenario de mitigación prácticamente duplica en valor absoluto a la del escenario de referencia.

A pesar de que la diferencia porcentual entre escenarios para el MP es la misma que para los SO_x, la misma representa en este caso solamente una reducción de apenas 277 toneladas. El PCT, negativo en ambos casos, es más de 11 puntos porcentuales mayor en valor absoluto para el escenario de mitigación que para el de referencia.

Los NO_x presentan una reducción 7.5 veces menor a la de los SO_x en términos absolutos, dado que la diferencia encontrada para el año 2013 es del orden de las 400 toneladas. Sin embargo, debido al menor nivel de emisión de los óxidos de nitrógeno respecto a los de azufre en este sector, esta disminución representa porcentualmente el 18% del valor que presentaría en el ER. Al igual que para los contaminantes mencionados en los párrafos anteriores, las emisiones de ambos escenarios presentan en todo el período una tendencia decreciente. Para el ER, el PCT es igual a –2.5% y la TCAA es -0.2%, mientras que para el EMI1 estos índices de crecimiento son 8 veces mayores en valor absoluto.

El CO presenta la menor diferencia porcentual entre las emisiones de ambos escenarios. La misma es igual a 9.6% y equivale a 170 toneladas, para el año 2013.

En este caso las TCAA también son negativas para ambos escenarios, siendo las correspondientes al EMI1 mayores en valor absoluto. Por lo tanto, el CO experimenta una reducción de sus emisiones en la totalidad del período de aproximadamente el 28% en presencia de la medida de mitigación, frente a una reducción del 21% que presentaría en ausencia de la misma.

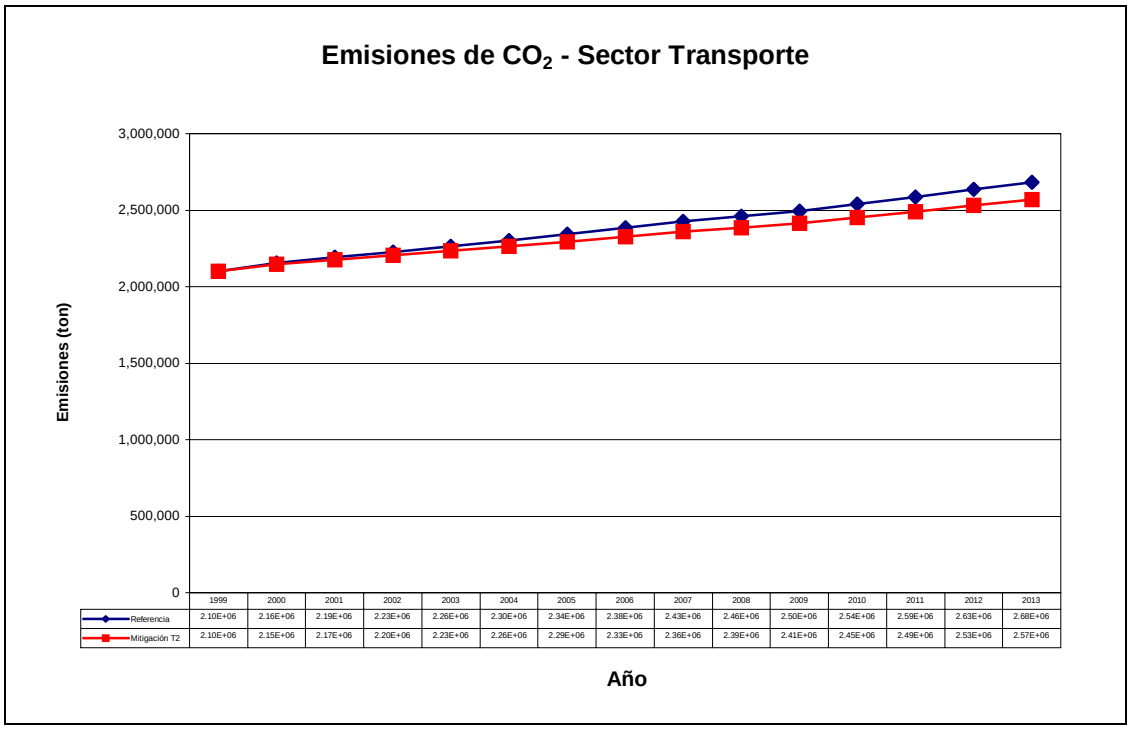
Los porcentajes de reducción para el año 2013 debidos a la aplicación de la medida de mitigación en este sector son similares para el CO_2 y para el CH_4 (13.4% y 11.4% respectivamente), pero si dicha reducción se expresa en toneladas, la que experimenta el primero (210.000 toneladas) es mucho mayor que la del segundo (7 toneladas). Si se suman las toneladas reducidas en este año de estos dos gases, convirtiendo previamente las de CH_4 a equivalentes de CO_2, resulta una cifra de reducción de 210.147 toneladas equivalentes de CO_2.

Por último, cabe señalar que tanto el PCT como la TCAA del CO_2 para el EMI1 disminuyen significativamente respecto a su valor para el ER: los índices del primero son aproximadamente 6 veces mayores en valor absoluto que los del segundo.

8.3 Aumento eficiencia ómnibus Montevideo y captación de demanda de autos privados (T2)

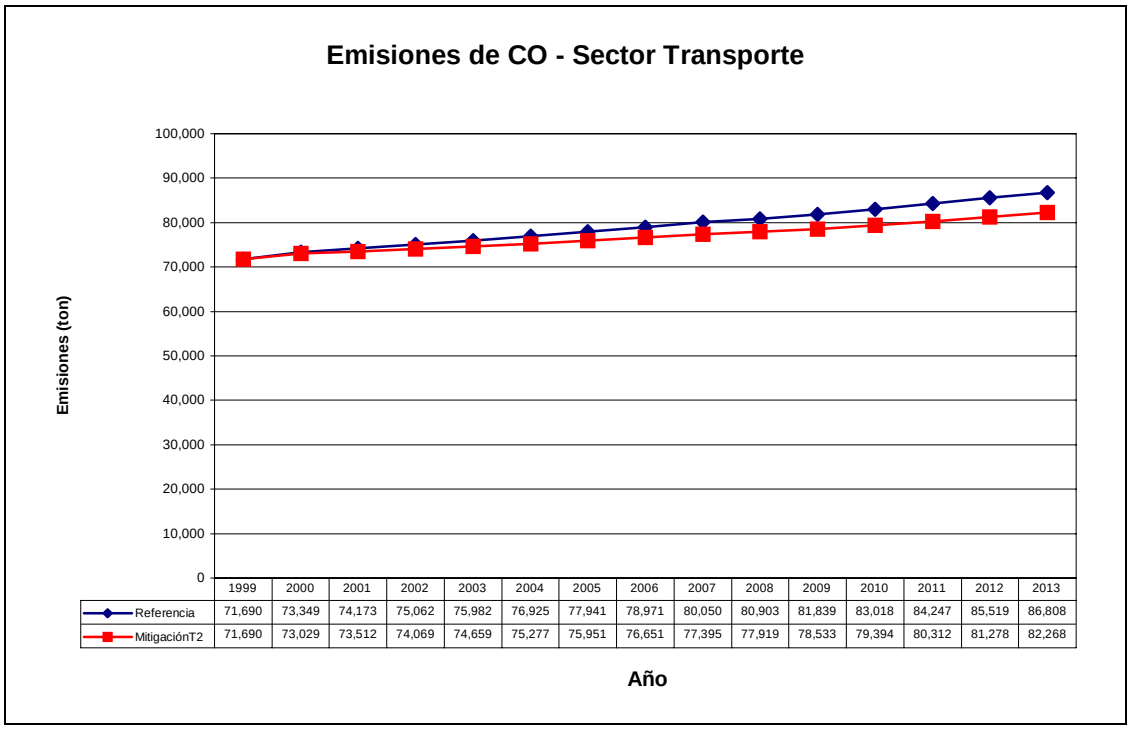
Las proyecciones de las emisiones del sector Transporte de todos los contaminantes estudiados y para los escenarios de referencia (ER) y el de mitigación T2 (EMT2) se presentan en las **Gráficas 8.3.a.** a **8.3.f.** que siguen.

Gráfica 8.3.a Emisiones de CO_2 en escenarios T2 y de referencia



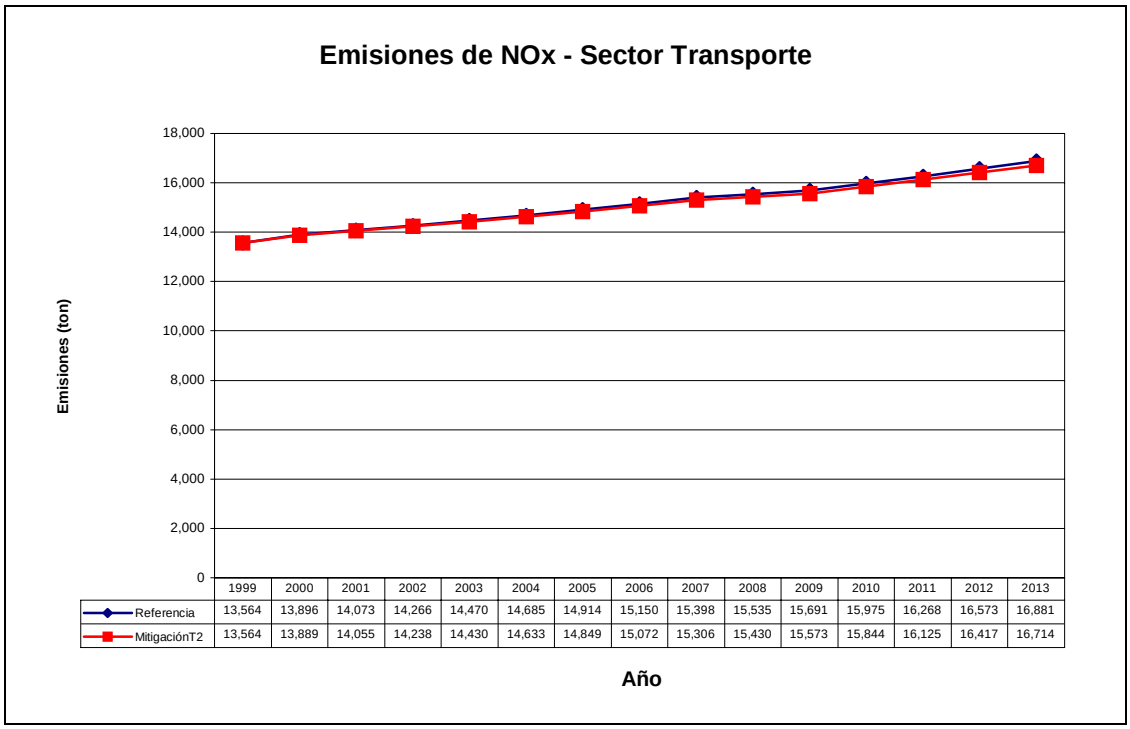
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	2.10E+06	2.16E+06	2.19E+06	2.23E+06	2.26E+06	2.30E+06	2.34E+06	2.38E+06	2.43E+06	2.46E+06	2.50E+06	2.54E+06	2.59E+06	2.63E+06	2.68E+06
Mitigación T2	2.10E+06	2.15E+06	2.17E+06	2.20E+06	2.23E+06	2.26E+06	2.29E+06	2.33E+06	2.36E+06	2.39E+06	2.41E+06	2.45E+06	2.49E+06	2.53E+06	2.57E+06

Gráfica 8.3.b Emisiones de CO en escenarios T2 y de referencia



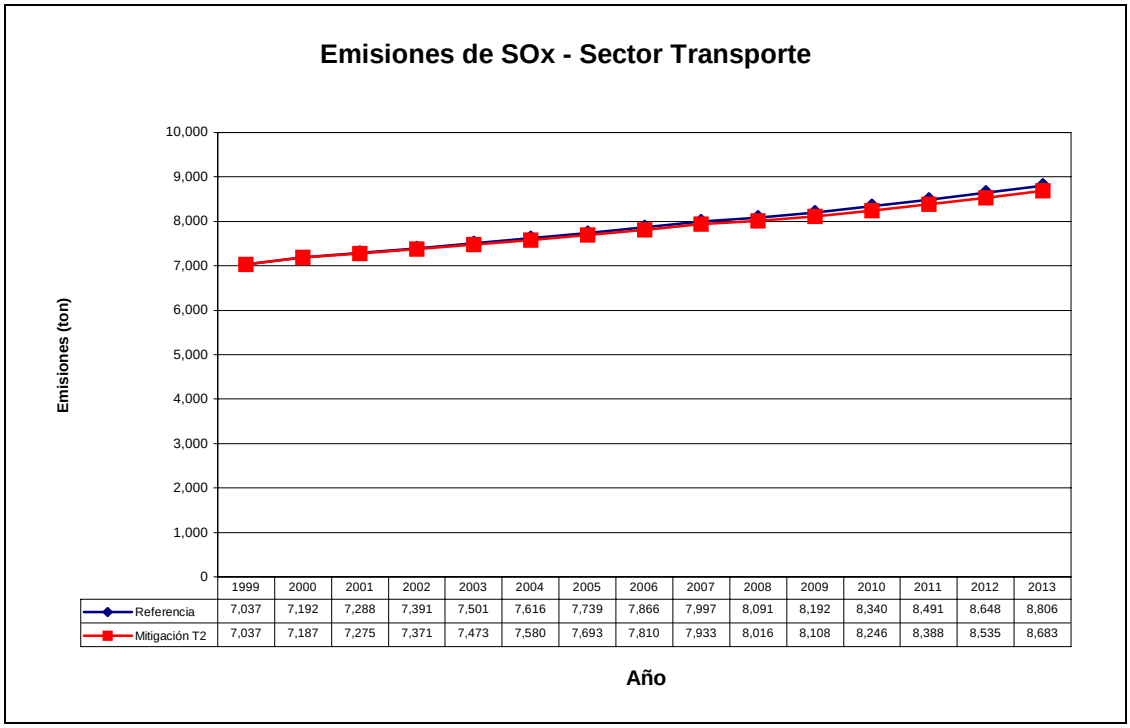
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	71,690	73,349	74,173	75,062	75,982	76,925	77,941	78,971	80,050	80,903	81,839	83,018	84,247	85,519	86,808
MitigaciónT2	71,690	73,029	73,512	74,069	74,659	75,277	75,951	76,651	77,395	77,919	78,533	79,394	80,312	81,278	82,268

Gráfica 8.3.c Emisiones de NO_x en escenarios T2 y de referencia



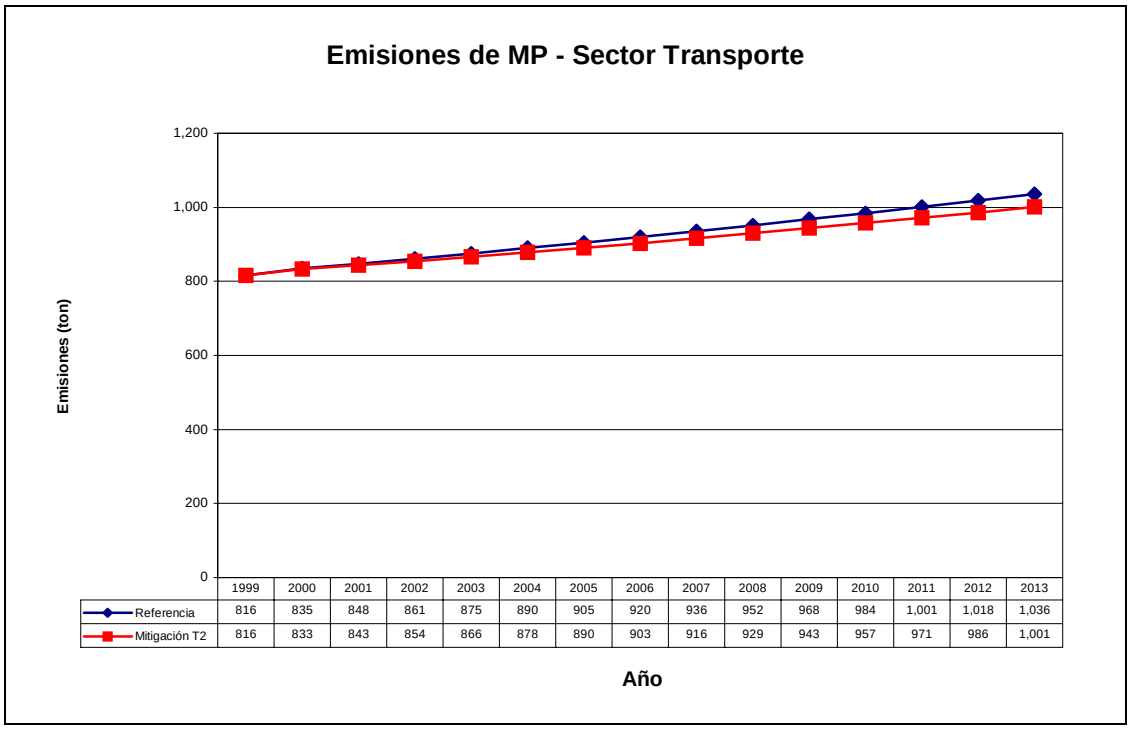
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	13,564	13,896	14,073	14,266	14,470	14,685	14,914	15,150	15,398	15,535	15,691	15,975	16,268	16,573	16,881
MitigaciónT2	13,564	13,889	14,055	14,238	14,430	14,633	14,849	15,072	15,306	15,430	15,573	15,844	16,125	16,417	16,714

Gráfica 8.3.d Emisiones de SO_x en escenarios T2 y de referencia



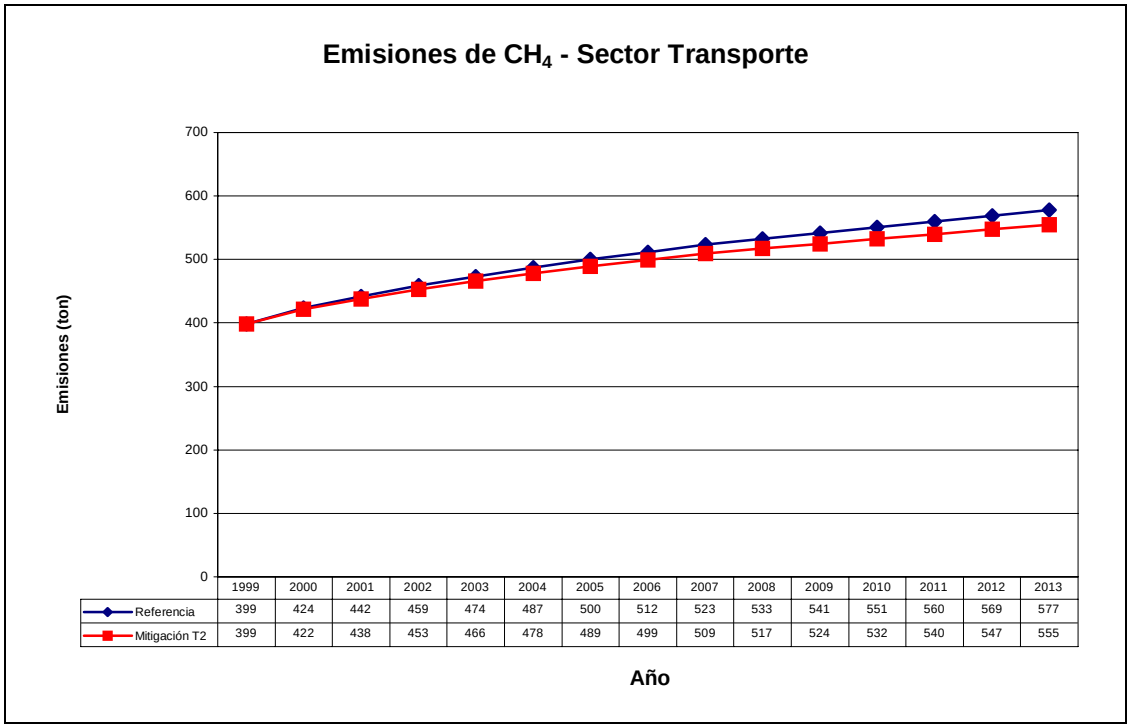
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	7,037	7,192	7,288	7,391	7,501	7,616	7,739	7,866	7,997	8,091	8,192	8,340	8,491	8,648	8,806
Mitigación T2	7,037	7,187	7,275	7,371	7,473	7,580	7,693	7,810	7,933	8,016	8,108	8,246	8,388	8,535	8,683

Gráfica 8.3.e Emisiones de MP en escenarios T2 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	816	835	848	861	875	890	905	920	936	952	968	984	1,001	1,018	1,036
Mitigación T2	816	833	843	854	866	878	890	903	916	929	943	957	971	986	1,001

Gráfica 8.3.f Emisiones de CH_4 en escenarios T2 y de referencia



En el **Cuadro 8.3.a.** se muestran los porcentajes de reducción de emisiones calculados para el año 2013 debido a la aplicación de la medida de mitigación correspondiente al EMT2. Asimismo, en el **Cuadro 8.3.b.** se presentan los índices de crecimiento utilizados para comparar el comportamiento de las emisiones en ambos escenarios.

Cuadro 8.3.a. Porcentajes de reducción para el año 2013 debidos a la aplicación de la medida de mitigación T2 respecto al escenario de referencia

	CO_2	CO	NO_x	SO_x	MP	CH_4
Escenario referencia	2.68 E+06	0.87 E+05	16.881	8.806	1.036	577
Escenario mitigación T2	2.57 E+06	0.82 E+05	16.714	8.683	1.001	555
% reducción	**4.2**	**5.2**	**1.0**	**1.4**	**3.4**	**3.9**

Cuadro 8.3.b. Indices de crecimiento de emisiones entre los años 1999 y 2013 para los escenarios de referencia (ER) y de mitigación T2 (EMT2)

	Diferencia Emisiones 2013 – 1999 (ton)		Porcentaje de Crecimiento Total PCT (%)		Tasa Crecimiento Anual Acumulativa TCAA (%)	
	ER	**EMT2**	**ER**	**EMT2**	**ER**	**EMT2**
CO_2	0.58 E+06	0.47E+06	27.8	22.4	1.8	1.5
CO	1.51 E+04	1.06 E+04	21.1	14.8	1.4	1.0
NO_x	3.317	3.151	24.5	23.2	1.6	1.5
SO_x	1.769	1.647	25.2	23.4	1.6	1.5
MP	220	185	27.0	22.7	1.7	1.5
CH_4	179	156	44.8	39.1	2.7	2.4

A partir de la observación de las Gráficas y Cuadros precedentes de esta sección, se desprende que las emisiones del sector transporte asociadas al EMT2 no presentan diferencias muy importantes respecto a las del ER, en comparación con los dos casos anteriores. Nótese que al año 2013, las mismas no difieren en más del 5.2% y que las tasas de crecimiento total y anual de ambos escenarios son similares entre sí para todos los contaminantes atmosféricos.

No obstante, la diferencia entre las emisiones de CO_2 que se alcanza en el último año del período alcanza las 110.000 toneladas, cifra que resulta difícil considerar poco importante. Recuérdese que en el EMI1 la reducción obtenida en las emisiones de este gas era del orden de las 210.000 toneladas.

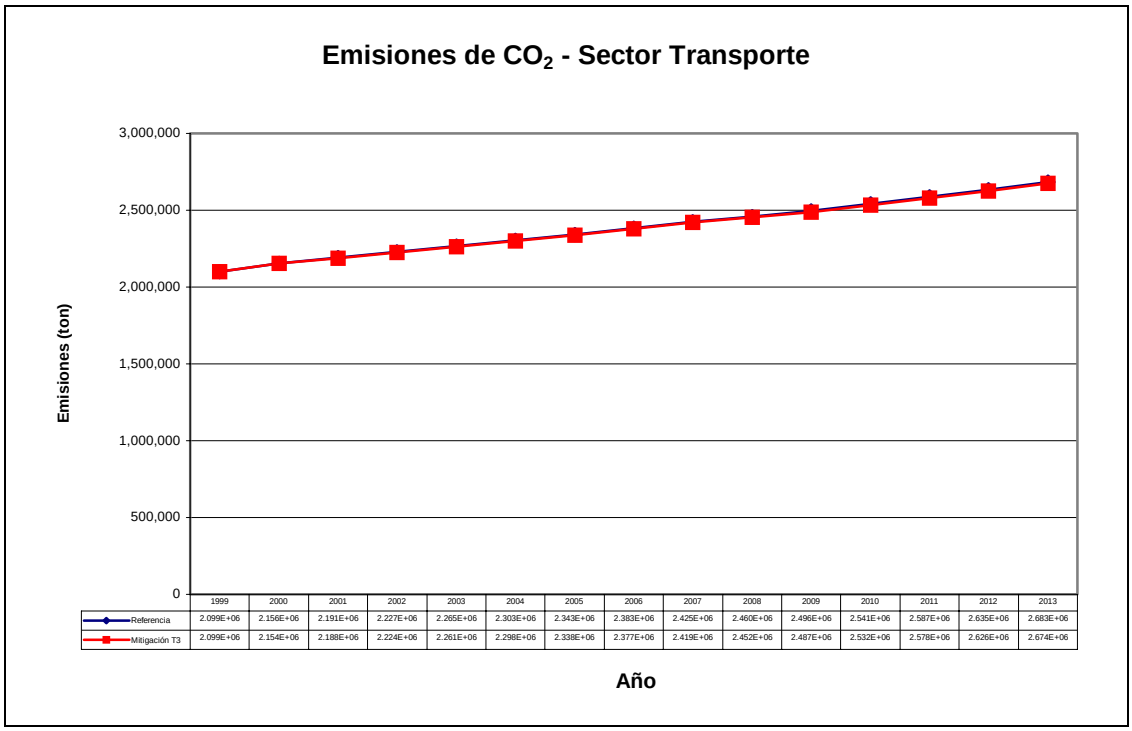
Asimismo, las tasas de crecimiento totales y anuales presentan diferencias muy pequeñas entre escenarios. Nótese que el CO es el que experimenta la mayor variación en los PCT de ambos casos y que ésta es apenas un poco mayor a 6 puntos porcentuales: en lugar de registrarse un aumento del 21.1% en las emisiones correspondientes al ER entre los años 1999 y 2013, se tiene un porcentaje de crecimiento total del 14.8% en el EMT2. En el otro extremo se ubican los NO_x, cuyos PCT para ambos escenarios difieren entre sí nada más que 1.3 puntos porcentuales: 24.5% para el ER y 23.2% para el EMT2.

Las TCAA de este sector para ambos escenarios difieren entre 0.1 y 0.4 puntos porcentuales, lo cual indica un crecimiento anual levemente suavizado de las emisiones, cuando se implementa la medida de mitigación de referencia.

8.4 Mayor uso gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (T3)

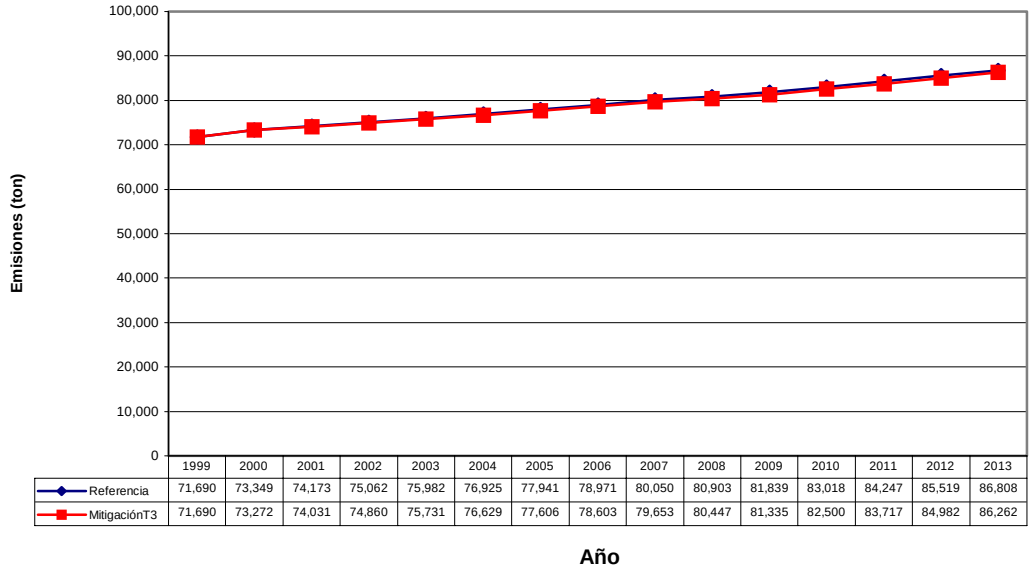
Las proyecciones de las emisiones del sector Transporte de todos los contaminantes estudiados y para los escenarios de referencia (ER) y el de mitigación T3 (EMT3) se presentan en las **Gráficas 8.4.a.** a **8.4.f.** que siguen.

Gráfica 8.4.a Emisiones de CO_2 en escenarios T3 y de referencia



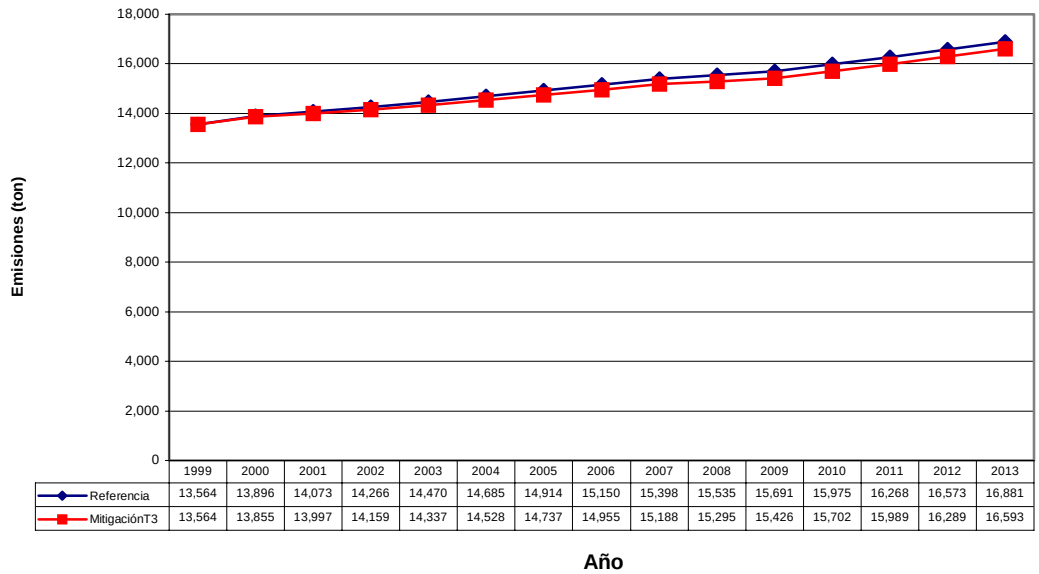
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	2.099E+06	2.156E+06	2.191E+06	2.227E+06	2.265E+06	2.303E+06	2.343E+06	2.383E+06	2.425E+06	2.460E+06	2.496E+06	2.541E+06	2.587E+06	2.635E+06	2.683E+06
Mitigación T3	2.099E+06	2.154E+06	2.188E+06	2.224E+06	2.261E+06	2.298E+06	2.338E+06	2.377E+06	2.419E+06	2.452E+06	2.487E+06	2.532E+06	2.578E+06	2.626E+06	2.674E+06

Gráfica 8.4.b Emisiones de CO en escenarios T3 y de referencia



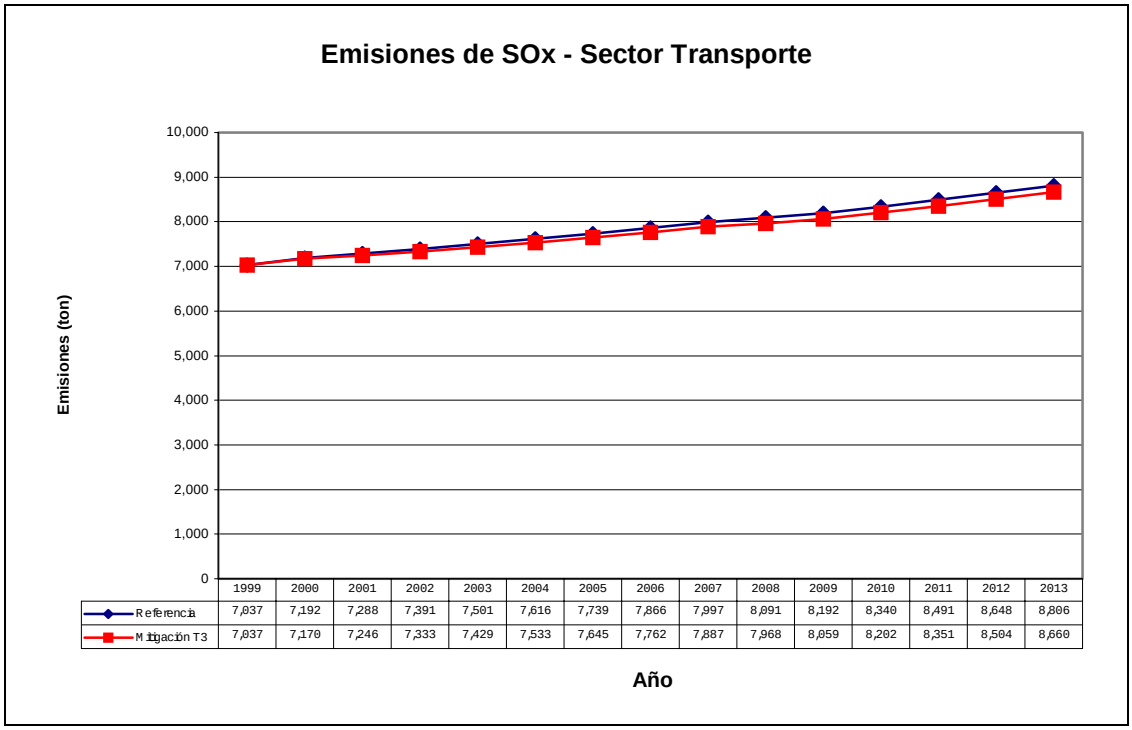
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	71,690	73,349	74,173	75,062	75,982	76,925	77,941	78,971	80,050	80,903	81,839	83,018	84,247	85,519	86,808
MitigaciónT3	71,690	73,272	74,031	74,860	75,731	76,629	77,606	78,603	79,653	80,447	81,335	82,500	83,717	84,982	86,262

Gráfica 8.4.c Emisiones de NO_x en escenarios T3 y de referencia



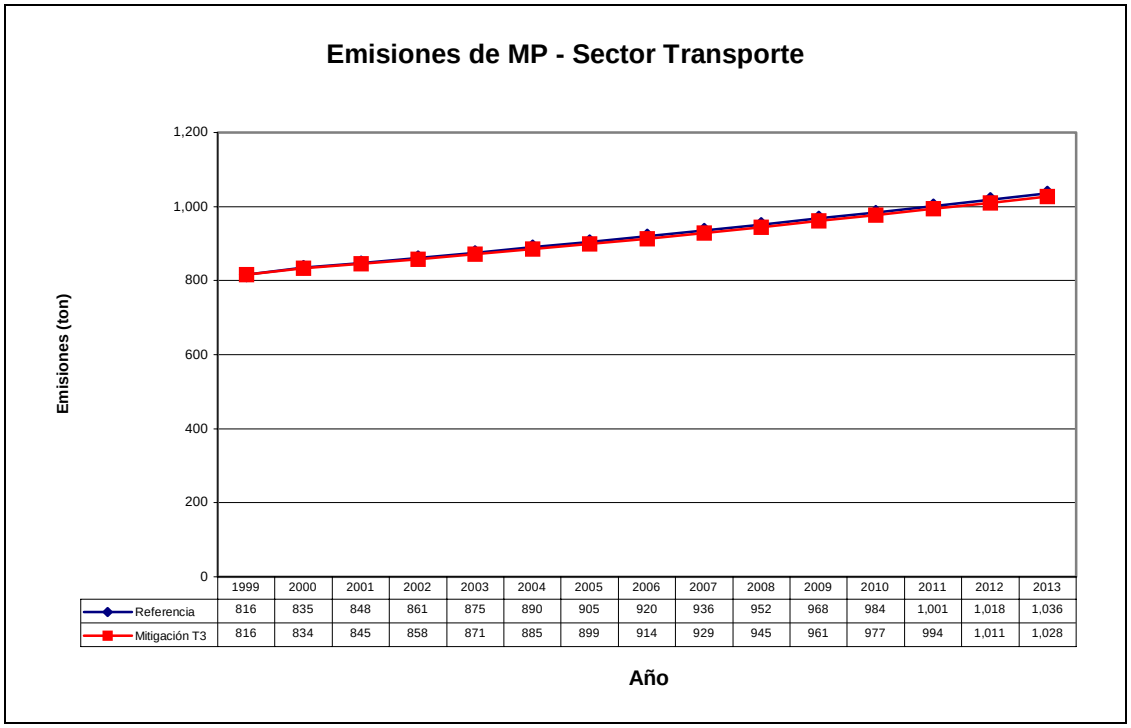
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	13,564	13,896	14,073	14,266	14,470	14,685	14,914	15,150	15,398	15,535	15,691	15,975	16,268	16,573	16,881
MitigaciónT3	13,564	13,855	13,997	14,159	14,337	14,528	14,737	14,955	15,188	15,295	15,426	15,702	15,989	16,289	16,593

Gráfica 8.4.d Emisiones de SO_x en escenarios T3 y de referencia



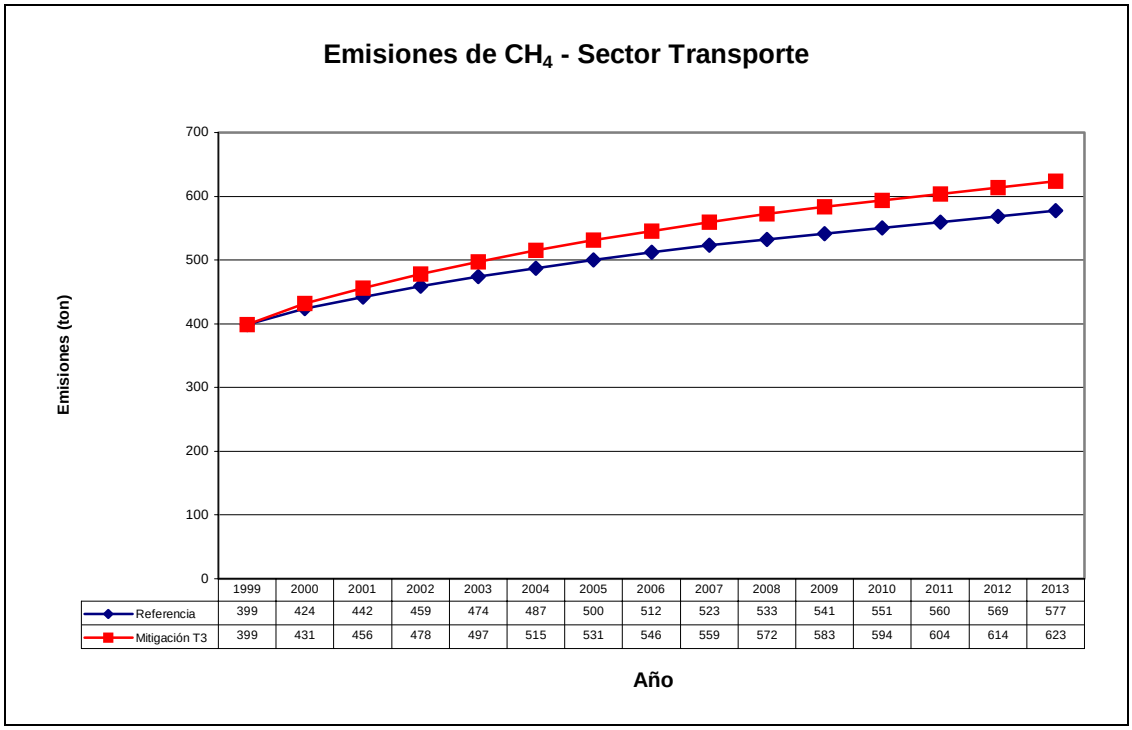
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	7,037	7,192	7,288	7,391	7,501	7,616	7,739	7,866	7,997	8,091	8,192	8,340	8,491	8,648	8,806
Mitigación T3	7,037	7,170	7,246	7,333	7,429	7,533	7,645	7,762	7,887	7,968	8,059	8,202	8,351	8,504	8,660

Gráfica 8.4.e Emisiones de MP en escenarios T3 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	816	835	848	861	875	890	905	920	936	952	968	984	1,001	1,018	1,036
Mitigación T3	816	834	845	858	871	885	899	914	929	945	961	977	994	1,011	1,028

Gráfica 8.4.f Emisiones de CH_4 en escenarios T3 y de referencia



En el **Cuadro 8.4.a.** se muestran los porcentajes de reducción de emisiones del sector transporte para el año 2013 debido a la aplicación de la medida de mitigación correspondiente al EMT3. Asimismo, en el **Cuadro 8.4.b.** se presentan los índices de crecimiento correspondientes.

Cuadro 8.4.a. Porcentajes de reducción para el año 2013 debidos a la aplicación de la medida de mitigación T3 respecto al escenario de referencia

	CO_2	CO	NO_x	SO_x	MP	CH_4
Escenario referencia	2.68 E+06	0.87 E+05	16.881	8.806	1.036	577
Escenario mitigación T3	2.67 E+06	0.86 E+05	16.593	8.660	1.028	623
% reducción	**0.3**	**0.6**	**1.7**	**1.7**	**0.8**	**-7.9**

Cuadro 8.4.b. Indices de crecimiento de emisiones entre los años 1999 y 2013 para los escenarios de referencia (ER) y de mitigación T3 (EMT3)

	Diferencia Emisiones 2013 - 1999 (ton)		Porcentaje de Crecimiento Total PCT (%)		Tasa Crecimiento Anual Acumulativa TCAA (%)	
	ER	**EMT3**	**ER**	**EMT3**	**ER**	**EMT3**
CO_2	0.58 E+06	0.57 E+06	27.8	27.4	1.8	1.7
CO	1.51 E+04	1.46 E+04	21.1	20.3	1.4	1.3
NO_x	3.317	3.029	24.5	22.3	1.6	1.5
SO_x	1.769	1.623	25.2	23.1	1.6	1.5
MP	220	212	27.0	26.0	1.7	1.7
CH_4	179	224	44.8	56.2	2.7	3.2

Mediante la observación de las Gráficas y Cuadros que anteceden se deduce que las emisiones del sector transporte asociadas al EMT3 presentan diferencias muy pequeñas respecto a las del ER, excepto para el caso del CH_4. En el año 2013 las correspondientes al CO_2, el CO, el MP y los óxidos de azufre y nitrógeno apenas varían entre 0.3% y 1.7%. En cambio, corresponde destacar que el metano sufre un aumento de sus emisiones a lo largo del período, presentando en el año 2013 una diferencia porcentual entre escenarios del orden del 8%, debido naturalmente a la mayor presencia del gas natural en el sector transporte.

Nótese que para este escenario, la diferencia entre las emisiones de CO_2 que se alcanza en el último año del período es del orden de las 10.000 toneladas, cifra que resulta once veces menor que la obtenida en el escenario de mitigación comentado precedentemente (EMT2).

Si para el año 2013, se convierten las toneladas en que resulta incrementado el nivel de emisiones de CH_4 (46 toneladas de CH_4) debido a la aplicación de la medida de mitigación, a toneladas de CO_2 equivalentes - utilizando el factor de PCA a 100 años - se obtiene una cifra igual a 966 toneladas equivalentes de CO_2. Por lo tanto, a pesar de que la reducción que experimentan las emisiones de CO_2 resulta de escasa magnitud, la misma supera ampliamente el aumento en las emisiones de metano cuando se comparan las mismas sobre una base común. Esto indica que desde el punto de vista del calentamiento atmosférico, la medida es positiva, dado que la contribución al calentamiento que provoca el aumento de las emisiones de metano se neutraliza e incluso se supera por la reducción que dicha medida ocasiona en los niveles de emisión de los demás contaminantes.

Cabe señalar que, salvo para el caso del metano, los PCT entre escenarios son muy similares entre sí, difiriendo a lo sumo en algo más de 2.2 puntos porcentuales. Este comportamiento se corresponde con la escasa diferencia que presentan las TCAA de cada uno de los contaminantes entre el ER y el EMT3, que no difieren en ningún caso en más de 0.1 punto porcentual. Los PCT del metano se distinguen entre los demás, presentando una diferencia entre escenarios de 11.4 puntos porcentuales: 44.8% para el ER y 56.2% para el EMT3. Asimismo, la TCAA de este gas aumenta desde el 2.7% al 3.2% al pasar del ER al EMT3.

Por lo tanto, si bien el mayor uso de gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo puede resultar interesante desde el punto de vista de la contaminación local, no produce reducciones significativas de las emisiones de GEI del sector transporte como para provocar una disminución apreciable de la contribución del sector al calentamiento atmosférico, si se lo compara con los restantes cuatro escenarios de mitigación para el sector transporte.

8.5 Control de óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (E1)

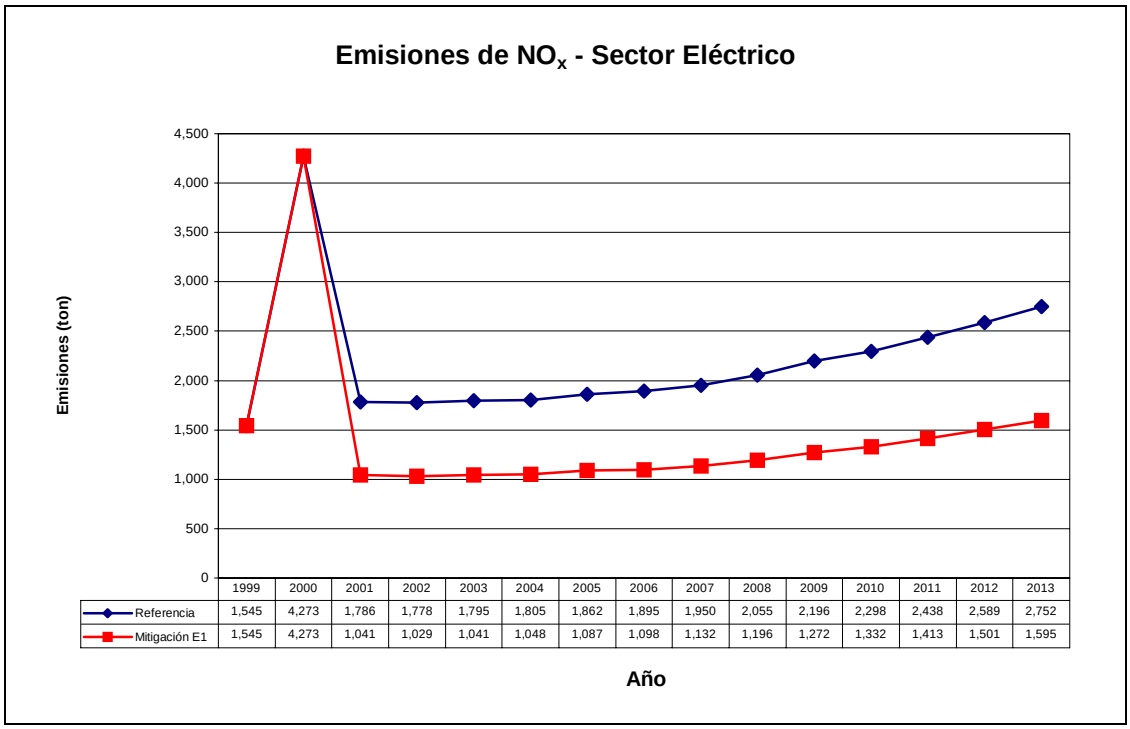
En virtud de que esta medida de mitigación en el sector eléctrico se aplica únicamente sobre las emisiones de óxidos de nitrógeno, la evolución de las mismas en los escenarios de mitigación E1 (EME1) y el de referencia (ER) se presenta en la **Gráfica 8.5.a.**.

Asimismo, en el **Cuadro 8.5.a.** se presenta el porcentaje de reducción de emisiones de NO_x calculado para esta medida de mitigación en relación a su valor en el escenario de referencia, para el último año del período. Allí puede verse que la

reducción alcanzada para el 2013 es del 42%, equivalente a una diferencia mayor a las 1.150 toneladas de este gas de efecto invernadero indirecto.

En el **Cuadro 8.5.b.** figuran los valores obtenidos de los diferentes índices de crecimiento de las emisiones de estos óxidos, para el EME1 y el ER, en el período 1999-2013. Nótese que la TCAA para el escenario de mitigación pasa a tener un valor veinte veces menor que el valor obtenido para el de referencia, ocasionando un porcentaje de crecimiento total entre los años extremos, sustancialmente diferente para ambos escenarios.

Gráfica 8.5.a Emisiones de NO_x en escenarios E1 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	1,545	4,273	1,786	1,778	1,795	1,805	1,862	1,895	1,950	2,055	2,196	2,298	2,438	2,589	2,752
Mitigación E1	1,545	4,273	1,041	1,029	1,041	1,048	1,087	1,098	1,132	1,196	1,272	1,332	1,413	1,501	1,595

Cuadro 8.5.a. Porcentaje de reducción de emisiones de NO_x para el año 2013 debido a la aplicación de la medida de mitigación E1 respecto al escenario de referencia

	NO_x
Escenario referencia	2.752
Escenario mitigación E1	1.595
% reducción	**42.0**

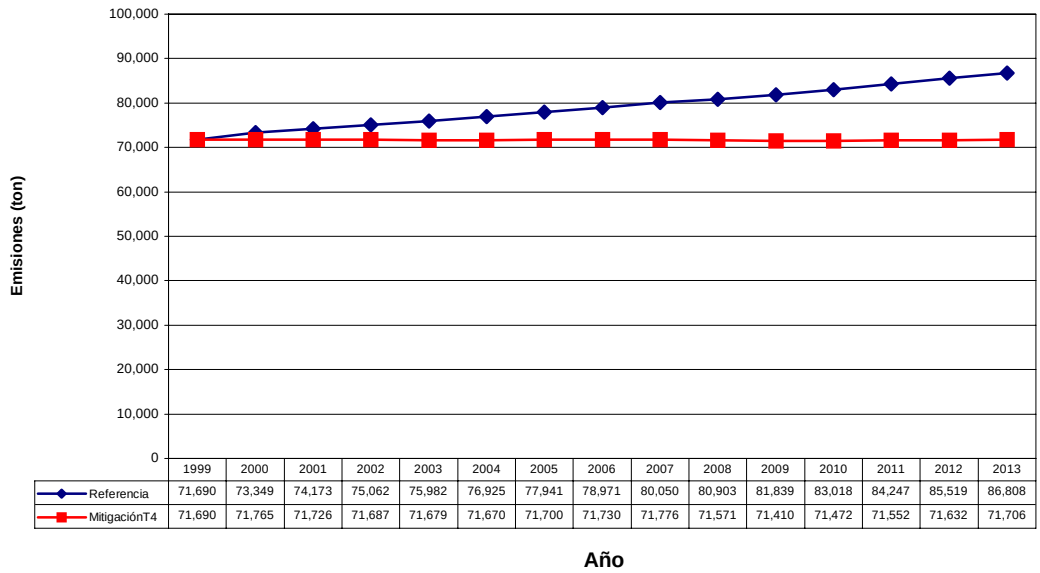
Cuadro 8.5.b. Indices de crecimiento de emisiones de NO_x entre los años 1999 y 2013 para los escenarios de referencia (ER) y de mitigación E1 (EME1)

	Diferencia Emisiones 2013 – 1999 (ton)		Porcentaje de Crecimiento Total PCT (%)		Tasa Crecimiento Anual Acumulativa TCAA (%)	
	ER	**EME1**	**ER**	**EME1**	**ER**	**EME1**
NO_x	1.207	50	78.1	3.3	4.2	0.2

8.6 Mayor uso convertidores catalíticos en autos nafta (T4)

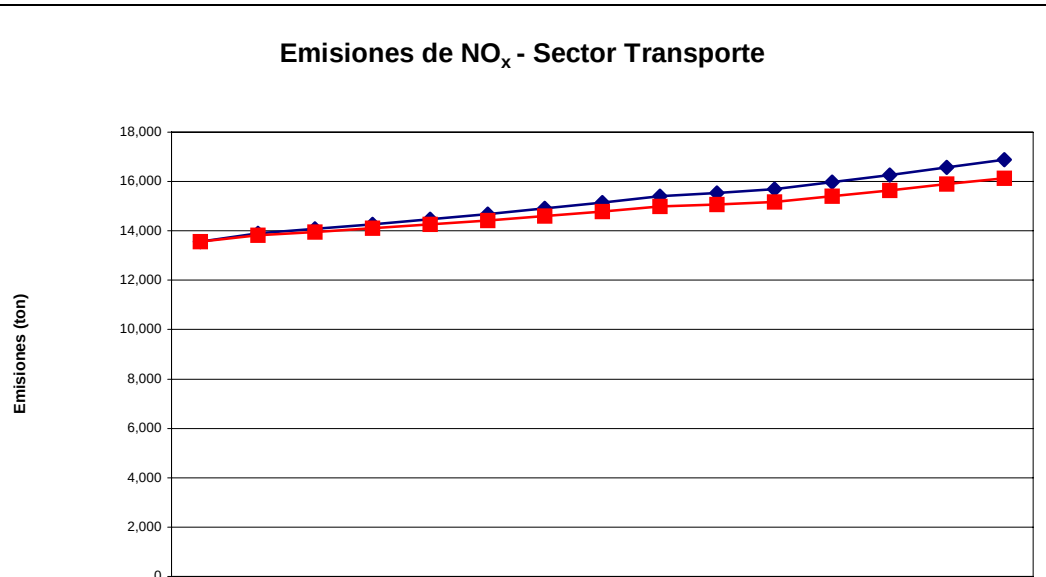
Las proyecciones de las emisiones del sector Transporte de los contaminantes pertinentes para este escenario de mitigación para los escenarios de referencia (ER) y el de mitigación T4 (EMT4) se presentan en las **Gráficas 8.6.a.** y **8.6.b.** siguientes.

Gráfica 8.6.a Emisiones de CO en escenarios T4 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	71,690	73,349	74,173	75,062	75,982	76,925	77,941	78,971	80,050	80,903	81,839	83,018	84,247	85,519	86,808
MitigaciónT4	71,690	71,765	71,726	71,687	71,679	71,670	71,700	71,730	71,776	71,571	71,410	71,472	71,552	71,632	71,706

Gráfica 8.6.b Emisiones de NO_x en escenarios T4 y de referencia



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Referencia	13,564	13,896	14,073	14,266	14,470	14,685	14,914	15,150	15,398	15,535	15,691	15,975	16,268	16,573	16,881
MitigaciónT4	13,564	13,818	13,959	14,100	14,263	14,426	14,610	14,793	14,991	15,076	15,178	15,407	15,648	15,889	16,137

En el Cuadro 8.6.a. se muestran los porcentajes de reducción de emisiones para el año 2013 debido a la aplicación de la medida de mitigación correspondiente al EMT4, y en el Cuadro 8.6.b. se presentan los índices de crecimiento correspondientes.

Cuadro 8.6.a. Porcentajes de reducción para el año 2013 debidos a la aplicación de la medida de mitigación T4 respecto al escenario de referencia

	CO	NO_x
Escenario referencia	0.87 E+05	16.881
Escenario mitigación T4	0.72 E+05	16.137
% reducción	**17.4**	**4.4**

Cuadro 8.6.b. Indices de crecimiento de emisiones entre los años 1999 y 2013 para los escenarios de referencia (ER) y de mitigación T4 (EMT4)

	Diferencia Emisiones 2013 – 1999 (ton)		Porcentaje de Crecimiento Total PCT (%)		Tasa Crecimiento Anual Acumulativa TCAA (%)	
	ER	**EMT4**	**ER**	**EMT4**	**ER**	**EMT4**
CO	1.51 E+04	17	21.1	0.02	1.4	0.00
NO_x	3.317	2.573	24.5	19.0	1.6	1.3

Mediante la observación de los resultados obtenidos para este escenario, se encuentra una variación mucho más importante en las emisiones de CO que en las correspondientes al NO_x, lo que está de acuerdo con la naturaleza de la medida de control. Nótese que para el CO, la reducción obtenida en el año 2013 es del 17.4%, mientras que la registrada para los NO_x es 4 veces menor (4.4%).

En el período 1999-2013 las emisiones de CO sufren un aumento de apenas 17 toneladas en el EMT4, en lugar de verse aumentadas en 15,100 toneladas (ER). Es decir, que se registra un aumento porcentual total en dichos años prácticamente nulo, en vez de diferenciarse los valores del 1999 y el 2013 en un 21%. La TCAA calculada para esos 15 años es inferior a dos milésimas de punto porcentual cuando se introduce el mayor uso de los convertidores catalíticos, mientras que la que se obtendría en ausencia de esta medida sería del 1.4%.

Como se mencionó anteriormente, en lo que respecta a las emisiones de NO_x, esta medida de mitigación no resulta tan significativa. Dichas emisiones experimentan pequeñas reducciones en sus tasas de crecimiento total y anual al pasar del ER al EMT4, que son en forma respectiva, del orden de 5.5 y 0.3 puntos porcentuales.

9. CONCLUSIONES

En este último capítulo se presentan, en primer lugar, las principales conclusiones en materia de proyecciones de la oferta y el consumo de energía, en el escenario energético de referencia (que incluye el gas natural). En segundo lugar se comentan los efectos de sustitución de esta fuente de energía en la matriz energética de Uruguay. Posteriormente, se desarrollan las conclusiones sobre las proyecciones de emisiones de contaminantes en el escenario de referencia y, en particular, los efectos proyectados sobre las emisiones como consecuencia de la sustitución de otras fuentes de energía por el gas natural. Finalmente, se presentan las conclusiones relacionadas con los seis escenarios de mitigación desarrollados en el estudio.

Proyecciones energéticas en el escenario de referencia

Para proyectar la demanda de energía en el escenario de referencia se diseñó un escenario macroeconómico que considera un crecimiento moderado del Producto Bruto Interno en el largo plazo de 1.9% anual en términos reales. Por otra parte, la evolución de la población se proyectó con un crecimiento anual promedio del 0.67%.

Como resultado del escenario de referencia, se ha proyectado un cambio en la estructura de la demanda de energía. El sector industrial crecería al menor ritmo (1.2% anual), la demanda de los sectores residencial y transporte evolucionaría a una tasa similar a la del PBI (2.0% y 1.9% respectivamente), mientras que el mayor ritmo de crecimiento se registraría en la demanda de los sectores comercial (2.9%) y agricultura-pesca (3.4%).

La oferta de energía primaria aumentaría desde 2774 Ktep en 1998 a 4080 Ktep en 2013, a una tasa anual del 2.6%. Al final del período, el petróleo seguiría siendo la principal fuente de energía primaria en Uruguay, con una participación del 53%. El gas natural aumentaría continuamente su participación desde su introducción, alcanzando a representar la cuarta parte (25%) en el último año proyectado y ocupando el segundo lugar en importancia. Como consecuencia se reduciría la participación de la hidroenergía y de la leña que, al final del período, representarían 14% y 7% respectivamente de la oferta primaria de energía. No obstante la disminución proyectada en la participación relativa de estas dos fuentes, su evolución en términos absolutos es diferente, ya que la hidroenergía se mantendría prácticamente constante a lo largo del período, mientras que la leña disminuiría sustancialmente.

A diferencia del petróleo, las importaciones de derivados muestran una tendencia decreciente en el escenario de referencia a partir del 2001. El valor al final del período representaría apenas el 60% de las importaciones del primer año.

Los resultados obtenidos para la proyección del consumo final de energía prevén un ritmo de crecimiento del 1.5% anual: 2519 Ktep en 1998 a 3165 Ktep en 2013. En forma consistente con la proyección de la demanda, crecería más el consumo final de los sectores comercial (2.9%) y agricultura-pesca (3.4%), seguidos por el transporte (1.6%), residencial (1.0%) e industrial (0.9%). La diferencia de tasas entre la demanda y el consumo para algunos sectores, tales como el residencial e industrial, se debe a que se tiende a utilizar procesos o fuentes de energía más eficientes.

La proyección del consumo final de energía por fuentes evidencia importantes modificaciones. En el último año de la proyección, el gas natural alcanzaría un peso

relativo del 12%, los derivados del petróleo 55%, la electricidad 21%, la leña 9% y las otras fuentes 3%. Todas las fuentes, a excepción de la electricidad y el gas natural, disminuyen su participación en el consumo final respecto de la situación inicial.

Comparación de las proyecciones energéticas entre el escenario de referencia con gas natural y sin gas natural.

El gas penetraría en el consumo de todos los sectores. En el año 2013, la mayor parte del consumo estaría destinado a la generación de electricidad (62%), siguiéndole en grado de importancia los sectores industrial (17%), residencial (14%), comercial (5%) y transporte (2%).

El consumo final de casi todos los combustibles alternativos es menor en el escenario de referencia con gas natural que en el escenario sin gas natural. Las reducciones más importantes en términos absolutos se darían en el fuel oil (-186 Ktep), la leña (-136 Ktep), la electricidad (-99 Ktep), el GLP en garrafa (-66 Ktep), el diesel (-21 Ktep) y el kerosene (-13 Ktep). Estas reducciones en el consumo final se verían compensadas por el consumo de gas natural (+370 Ktep) y de gas licuado distribuido por cañería (+70 Ktep).

Los principales combustibles sustituidos en el sector residencial serían la leña y el GLP en garrafa, mientras que en menor medida se reduciría el consumo de la electricidad, el fuel oil y el kerosene. En el sector industrial solo dos combustibles sufrirían el impacto del gas natural: fuel oil y leña. En el sector comercial la principal fuente sustituida sería la electricidad, mientras que en el transporte se reduciría, en pequeña medida, el consumo de diesel.

Los principales cambios proyectados en el sector oferta de energía son: la reducción casi total de la utilización de diesel en la etapa de generación de electricidad, la disminución de la oferta de leña con destino a usos energéticos (un tercio menor en el 2013) y la reducción de las importaciones de derivados (se importa aproximadamente un 80% menos de diesel y fuel oil en el 2013).

Evolución de las emisiones en el escenario de referencia con gas natural

El principal gas contaminante asociado al sector energía es el CO_2. La proyección del estudio da como resultado una evolución creciente de las mismas, desde 7.34 E+06 ton a 9.29 E+06 ton, lo que implica una tasa de crecimiento anual del 1.7%. La mayor parte de las mismas provendrían del sector transporte, cuya participación se mantendría constante en el entorno del 29% durante todo el período. Las principales modificaciones que se darían en el período de simulación son: el crecimiento de la participación del sector eléctrico (desde 7% a 15%) como consecuencia del incremento en la generación térmica de electricidad, y la reducción de la importancia de los sectores residencial (28% a 21%) e industrial (22% a 17%).

En segundo lugar, por orden de magnitud en masa, se ubican las emisiones de CO, que decrecerían entre 1999 y 2013 de 1.45 E+05 a 1.43 E+05. Este fenómeno se explica básicamente por la sustitución de combustibles tradicionales (fuel oil, diesel y leña) por el gas natural, que tiene un efecto de reducción en las emisiones que no llega a ser compensado por el aumento del consumo de energía a lo largo de los quince años considerados. No obstante es importante resaltar que el decrecimiento se registraría hasta el 2005, año en que se estabilizaría y después del cual comenzaría a registrarse una tendencia creciente, sin llegar a alcanzar el valor inicial.

Eso se aprecia claramente cuando se analiza la proyección de la estructura de emisiones por sectores. Al inicio, el sector transporte y el residencial participan con el 49% y 42% de las emisiones totales. Al final del período, el sector residencial - donde la penetración del gas natural es sustancialmente mayor que en el transporte - reduciría su participación al 27%, mientras que el transporte llegaría al 61% del total.

Las emisiones de NO_x, SO_x y MP resultan sustancialmente menores que las anteriores, ubicándose para 1999 entre 15 E+03 y 28.5 E+03 toneladas. La proyección de las emisiones de SO_x y MP serían menores al final del período respecto de los valores iniciales, mientras que las de NO_x serían superiores.

En el caso del SO_x se produciría una reducción drástica en el 2001 cuando el gas natural se introduce como fuente de generación en el sector eléctrico, pero posteriormente tendría una evolución levemente creciente, sin alcanzar el valor inicial.

Respecto de las emisiones de MP, se mantendría la tendencia decreciente durante todo el período. No obstante, los decrementos se harían cada vez más pequeños al final, lo que hace prever un cambio de tendencia. La razón de esa evolución se explica por el proceso de sustitución de leña y fuel oil en los sectores residencial e industrial.

La proyección de las emisiones de CH_4 registra los menores valores en términos de masa (1.2 E+03 ton en 1999 y 8.7 E+03 ton en 2013) respecto a los restantes combustibles. Sin embargo, se daría una alta tasa de crecimiento (15% anual) durante el período estudiado porque las emisiones están estrechamente vinculadas a las pérdidas del sistema de transporte de gas natural, combustible que registrará la mayor expansión en los próximos quince años.

Es de destacar que, salvo en el caso del CH_4, las bajas tasas de crecimiento de las emisiones, y más aún las tasas negativas, se deberían principalmente a la incorporación del gas natural en la matriz energética y a las hipótesis de crecimiento moderado de la demanda. De no haberse considerado la introducción del gas natural las tasas de crecimiento de emisiones habrían sido positivas en todos los casos y de mayor magnitud en cinco de los seis contaminantes, como se expone en la próxima conclusión.

La introducción del gas natural y el efecto sobre las emisiones del sector energía

En el escenario sin gas natural, las emisiones tendrían una tendencia definidamente creciente durante todo el período estudiado, no registrándose tasas negativas, como en el escenario de referencia con gas natural.

Efectuando la comparación de emisiones para el último año del período, entre el escenario sin gas natural y el escenario con gas natural, se aprecia que las diferencias absolutas para los distintos contaminantes guardan similar relación que las emisiones totales. Si bien eso es cierto en valores absolutos, es de destacar que las emisiones son mayores en el escenario sin gas en todos los casos con excepción del CH_4. Comparando los valores obtenidos para cada contaminante al final del período del estudio (2013), en los correspondientes escenarios, surgen las siguientes diferencias expresadas en toneladas: CO_2 -1.6E+06; CO -3.6E+04; NO_x -14.2E+03; SO_x -16.1 E+03; MP -7.9E+03; CH_4 +7.0E+03.

Si bien las suma de la masa total de emisiones se reduce sustancialmente en el escenario con gas natural, para extraer una conclusión válida se debe calcular el

impacto de dichas emisiones (forzamiento radiativo) mediante el índice denominado Potencial de Calentamiento Atmosférico. Aplicando ese índice a las emisiones de CH_4 y de CO_2 (21 y 1, respectivamente, para un horizonte de 100 años) se concluye que el incremento del primero es más que compensado por la reducción del segundo. Es así que, el aporte al calentamiento global de esos dos gases de efecto invernadero en el año 2013, sería del orden de un 13% menor en el escenario con gas natural.

Las diferencias más relevantes en las emisiones de CO_2, NO_x y SO_x se constatarían en el sector eléctrico donde se registra entre el 56% y el 87% de la reducción de emisiones, dependiendo del gas. En el caso del CO y de MP, la mayor diferencia ocurriría en el sector residencial, con más del 84% del total. Por otra parte el incremento de las emisiones de CH_4 se debería casi exclusivamente al sector oferta de gas natural.

Evaluación de las medidas de mitigación en términos de emisiones de contaminantes a la atmósfera

- En el escenario de *aumento de eficiencia en el sector transporte (EMT1)*, se definió una mejora de la eficiencia de toda la flota (excepto trenes y motos). En el escenario de referencia se consideró un incremento natural de la eficiencia para todo el transporte carretero, debido a una renovación natural de la flota, de 0.37% anual. En el escenario de mitigación se supuso que, a partir del 2000, la eficiencia crecería al 1% anual hasta el final del período.

Como consecuencia de la medida anterior se produciría una disminución en las emisiones de todos los contaminantes en el sector transporte. La evaluación realizada permite concluir que las emisiones, en el sector transporte, registrarían una reducción aproximada del 7% en el año 2013 si se aplicara la medida. Desde otro punto de vista, considerando las tasas de crecimiento: a) en el escenario de referencia las emisiones crecerían, dependiendo del contaminante, a tasas anuales promedio que se ubican entre 1.4% y 2.7%; b) en el escenario EMT1 esas tasas caerían a valores comprendidos en el intervalo 0.9% - 2.2%.

- El escenario de *aumento de eficiencia en el sector industrial (EMI1)* considera una mejora de la eficiencia para algunos de los procesos que contribuyen en mayor medida a las emisiones de este sector. A tales efectos se supuso que todos aquellos procesos donde la eficiencia fuera inferior a 0.6 en el año base, o los que se reconvirtieran a gas natural, alcanzarían una eficiencia de 0.85 en el año 2010. Para el proceso de reconversión se asume una evolución gradual y lineal, desde el comienzo hasta el final del período de mitigación (2000-2010).

Las estimaciones proyectadas para el año 2013, permiten concluir que se produciría una reducción de emisiones en el sector industrial que oscila entre dos porcentajes extremos 9.6% (CO) y 21.6% (SO_x y MP), ubicándose los restantes contaminantes en ese intervalo. En términos de tasas de crecimiento, para el período 1999-2013, se constata una importante disminución de los valores. En el escenario de referencia los contaminantes registraban tasas que iban desde –4.5% a 0.4%, mientras que en el escenario de mitigación se ubicarían entre –6.2% y –0.5%.

- La medida de *aumento de la eficiencia de ómnibus en Montevideo y captación de demanda de autos privados (EMT2)* se simuló a partir de dos supuestos: a) aumento del 20% en la demanda de ómnibus en el transporte urbano de Montevideo, en el 2013, con respecto al escenario de referencia; b) incremento de eficiencia de los ómnibus de manera similar al escenario EMT1 (de 0.35% a 1.0% anual).

Como consecuencia de la aplicación de esta medida se lograría una reducción de las emisiones en el año 2013 que oscila entre el 1.0% y 5.2%, respecto del escenario de referencia. En el caso de referencia las emisiones crecían a tasas anuales comprendidas entre 1.4% y 2.7%, pero una vez aplicada la medida esos valores pasarían a ser 1.0% y 2.4%.

- La medida de mitigación basada en el *mayor uso de gas natural en ómnibus y taxis de Montevideo (EMT3)*, supone la aplicación de incentivos para incrementar la participación del gas natural en dichos medios de transporte. Los resultados obtenidos en el escenario de referencia reflejarían, en el año 2013, una participación en el consumo de los ómnibus y de los taxis de 22% y 39% respectivamente. Al aplicar la medida, esas participaciones pasarían a ser 38% y 55% (en el escenario EMT3).

Los resultados proyectados, para el año 2013, muestran una reducción de las emisiones que, dependiendo del contaminante y a excepción del CH_4, se ubican entre 0.3% y 1.7% respecto al caso de referencia. Las emisiones de CH_4 registrarían un incremento del 7.9%, que resultaría neutralizado por la reducción de los restantes contaminantes. Teniendo en cuenta las emisiones de todo el sector transporte, esta medida registraría el menor impacto respecto de las dos medidas comentadas previamente (T1 y T2). No obstante puede resultar interesante su aplicación desde el punto de vista de la contaminación local.

- Para la medida *de control de óxidos de nitrógeno en centrales térmicas (EME1)* se asume su aplicación, a partir del 2001, a todas las centrales térmicas de generación de energía eléctrica del tipo turbina de gas y que utilizan gas natural como combustible.

Como consecuencia de esta medida de mitigación se lograría, en el año 2013, una reducción del 42% de las emisiones de NO_x en el sector eléctrico. Teniendo en cuenta la participación de este sector en las emisiones totales de NO_x, la reducción a nivel de emisiones totales sería del 3%.

- En el escenario de mitigación correspondiente al *mayor uso de convertidores catalíticos en autos a nafta (EMT4)* se asume que, en el año 2013, un 40% del consumo de nafta realizada por autos privados correspondería a vehículos con el sistema de conversión catalítica en operación. A tales efectos se partió del supuesto que solo un 5% del consumo de nafta correspondía a esos vehículos en el año 2000. Este último porcentaje se mantuvo constante en el escenario de referencia, mientras que en el escenario de mitigación se supuso que crecía en forma lineal hasta llegar a un porcentaje igual al 40% al final del período.

Los resultados proyectados, una vez aplicada esta medida, muestran que las emisiones de CO y NO_x se reducirían en 17.4% y 4.4% respectivamente para el año 2013, en comparación con los valores registrados para el escenario de referencia.

Consideración final

Este estudio es el primer estudio de proyección de emisiones atmosféricas en el mediano plazo, con énfasis en los gases de efecto invernadero, aplicado al sector energético de Uruguay en su conjunto. El mismo constituye un marco de referencia global para la toma de decisiones relacionadas con la instrumentación de las medidas de mitigación analizadas, ya que podrá ser utilizado en el momento de efectuar la evaluación de los costos y beneficios de cada una de ellas.

BIBLIOGRAFIA

Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division, USA; 1997; "*Uruguay Energy Supply Options Study: A Detailed Multi-Sector Integrated Energy Supply and Demand Analysis*".

Argonne National Laboratory, Energy and Environmental System Division – System Analysis, Development, and Evaluation Group; USA; 1994; "*Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), Documentation and user´s manual"*.

Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division, USA; 1991; "*ENPEP: an integrated approach for modeling energy systems"*.

Banco Central del Uruguay; Area de Estadísticas Económicas, Area de Política Monetaria y Programación Macroeconómica; 1998 -1999; *Boletines Estadísticos bimensuales*.

Dirección de Censos y Encuestas, Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca, República Oriental del Uruguay; 1990; *"Censo General Agropecuario"*.

Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería, República Oriental del Uruguay; *"Balance Energético Nacional"*; ediciones 1995, 1996, 1997.

Dirección Nacional de Energía; Ministerio de Industria, Energía y Minería, República Oriental del Uruguay; 1988; "*Balance en Términos de Energía Util, Sector Residencial"*.

Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería, República Oriental del Uruguay; 1992; Convenio MIEM - Universidad de la ROU; "*Consumo de Energía, Sector Industrial"*.

Dirección Nacional de Transporte. Ministerio de Transporte y Obras Públicas. República Oriental del Uruguay; *"Anuario Estadístico de Transporte"*, ediciones 1993 – 1996.

Dirección General de Estadística y Censos (actual Instituto Nacional de Estadísticas) – Centro Latinoamericano de Demografía; 1989; "*URUGUAY: estimaciones y proyecciones de la poblaciòn rural y urbana por sexo y edad. 1975-2025"*.

International Energy Agency (IEA) – Organization for Economic Cooperation and Development, Conference Proceedings, Paris, France, 16th. June 1997; *"Energy technology availability to mitigate future greenhouse gas emissions"*.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC); 1996; *"Climate Change 1995. Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change: Scientific-Technical Analyses. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of the IPCC"*.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC); 1994; *"Resumen para responsables de políticas y otros resúmenes";* Parte del informe especial del IPCC para la primera reunión de la Conferencia de las Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Instituto Nacional de Estadísticas; 1996; *"VII Censo General de Población, III de Hogares y V de Viviendas"*.

Instituto Nacional de Estadísticas; 1998; *"Uruguay:estimaciones y proyecciones de la población por sexo y edad. Total del paìs 1950 - 2050".*

Noel de Nevers, University of Utah, U.S.A; 1995; *"Air Pollution Control Engineering"*; McGraw-Hill International Editions, Civil Engineering Series.

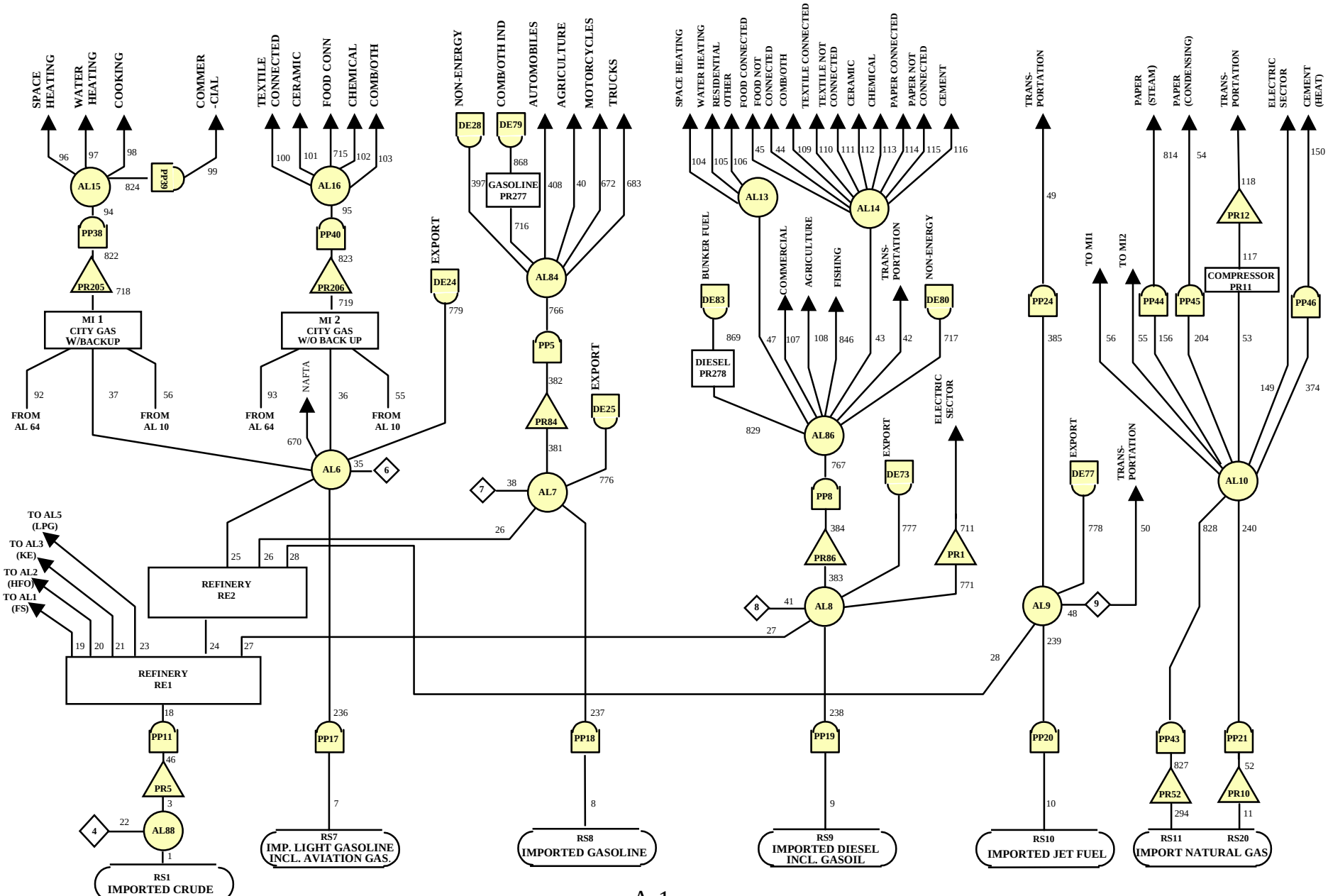
Onursal, Bekir – Gautam, Surhid; 1997; Documento técnico del Banco Mundial. Número 373S; *"Contaminación atmosférica por vehículos automotores. Experiencias recogidas en siete centros urbanos de América Latina"*.

Organization for Economic Cooperation and Development (OECD); 1997, *"CO_2 emissions from transport. European Conference of Ministers of Transport"*; Publications Service.

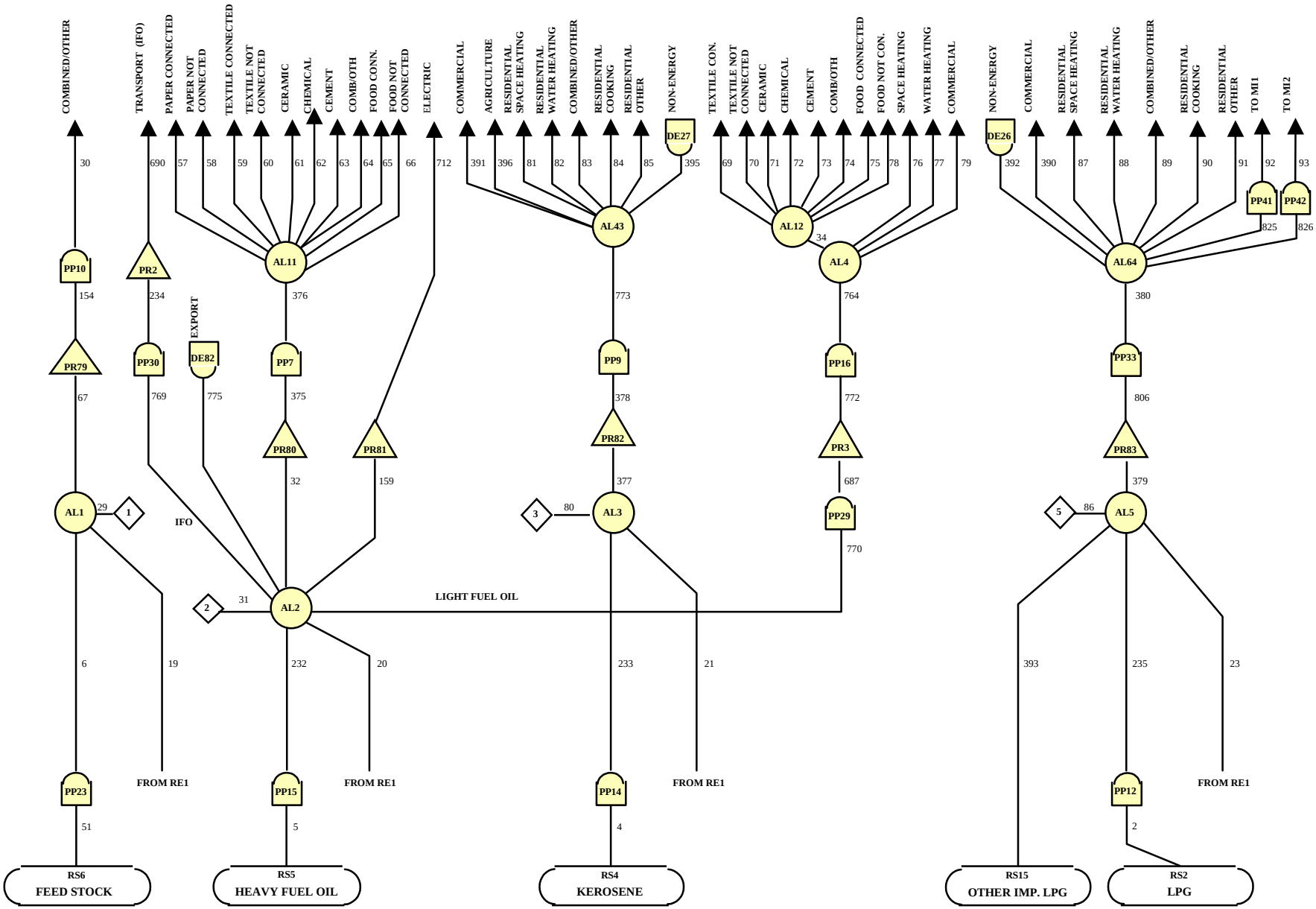
ANEXO A

Representación detallada del sector energético uruguayo

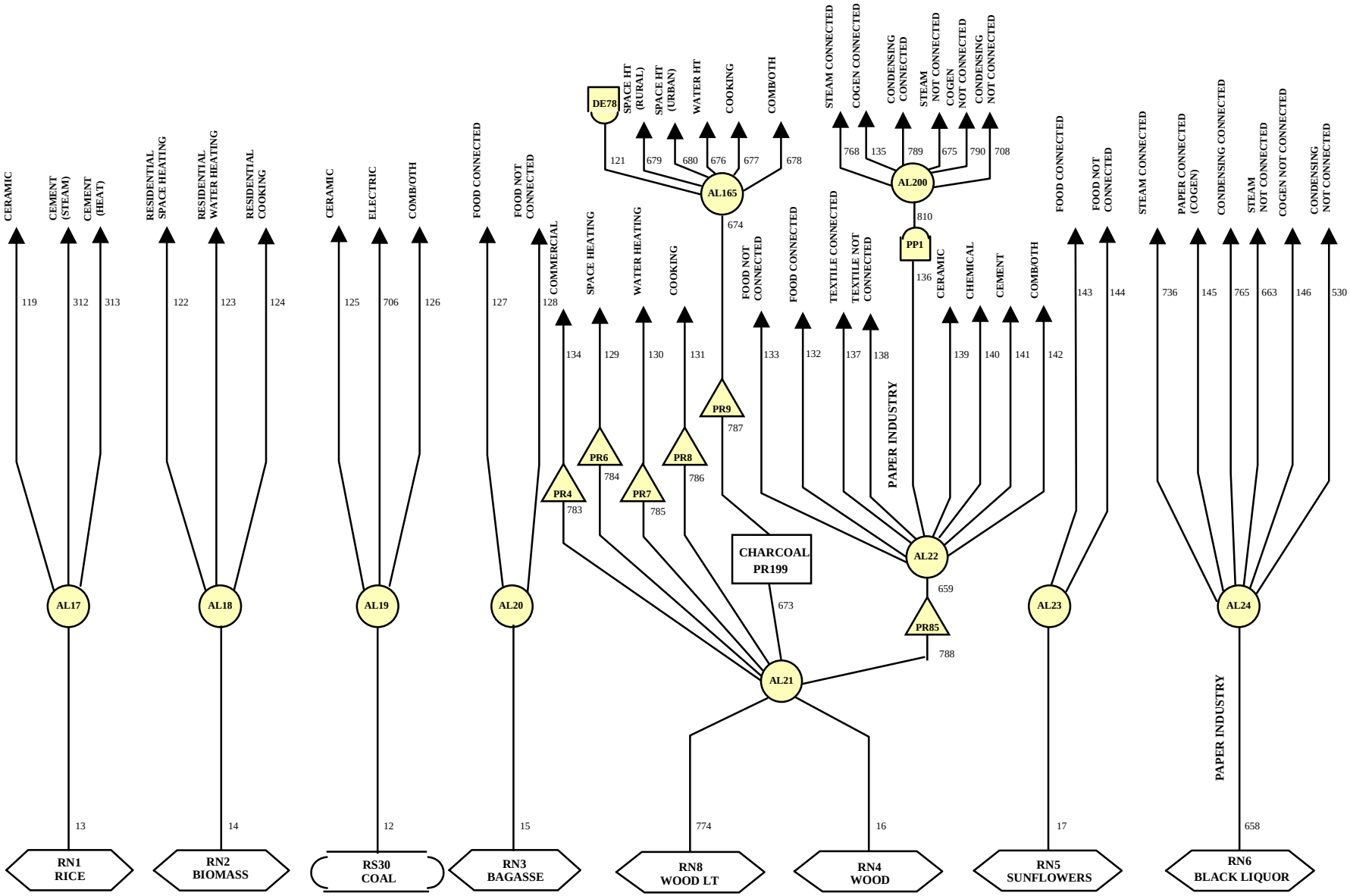
OIL AND GAS SUPPLY SECTOR



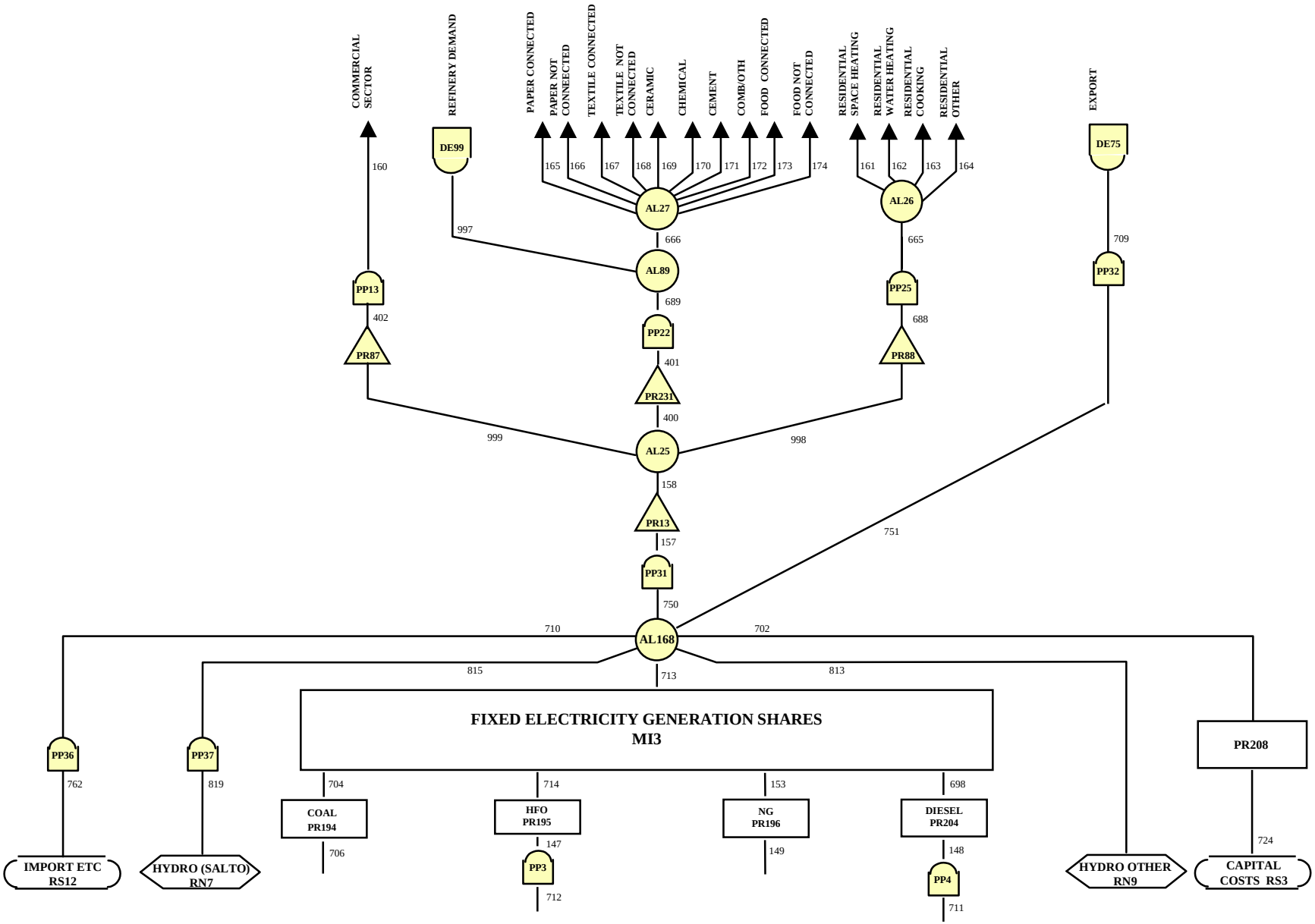
OTHER OIL PRODUCTS SUPPLY SECTOR



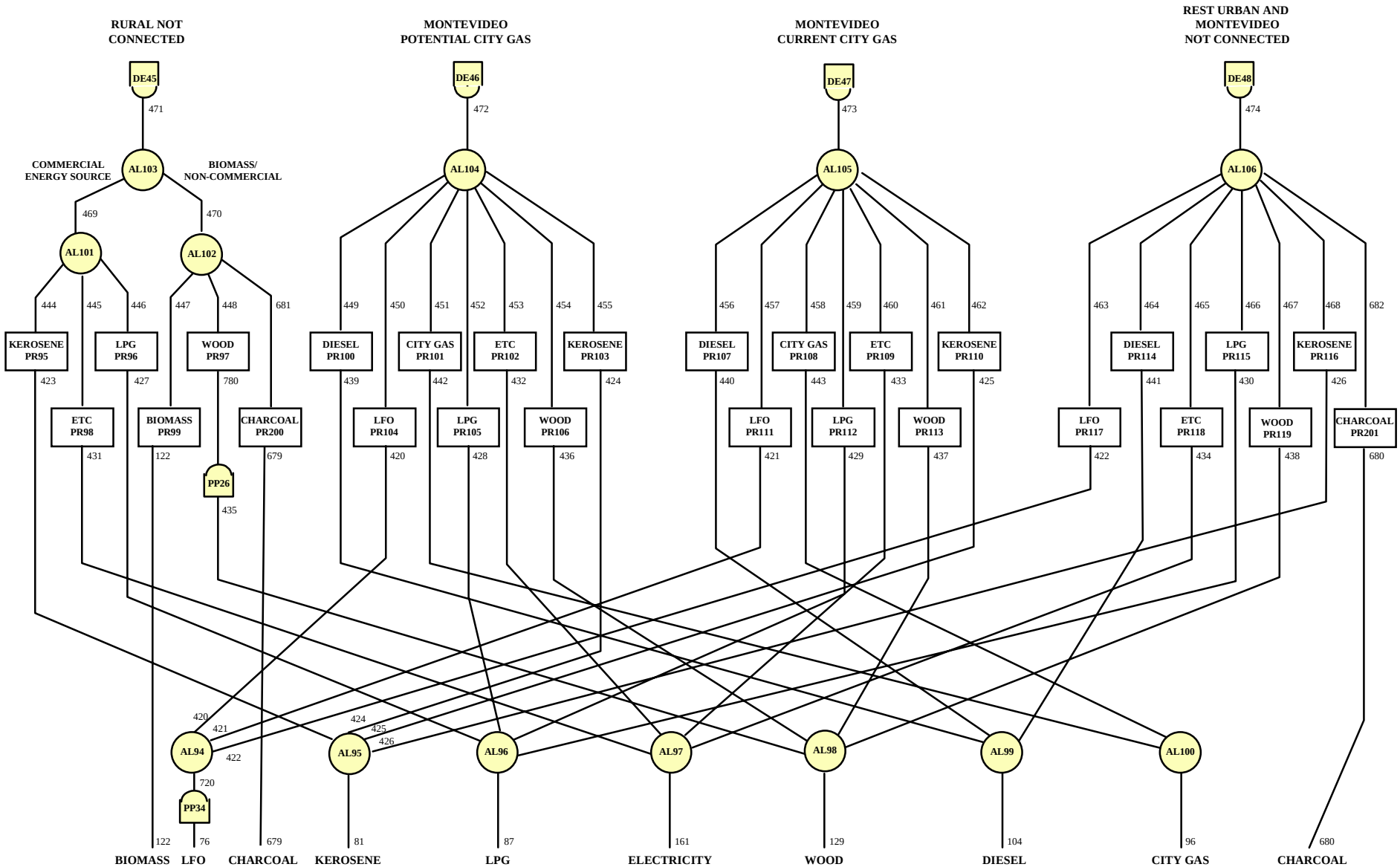
OTHER RESOURCES SUPPLY SECTOR



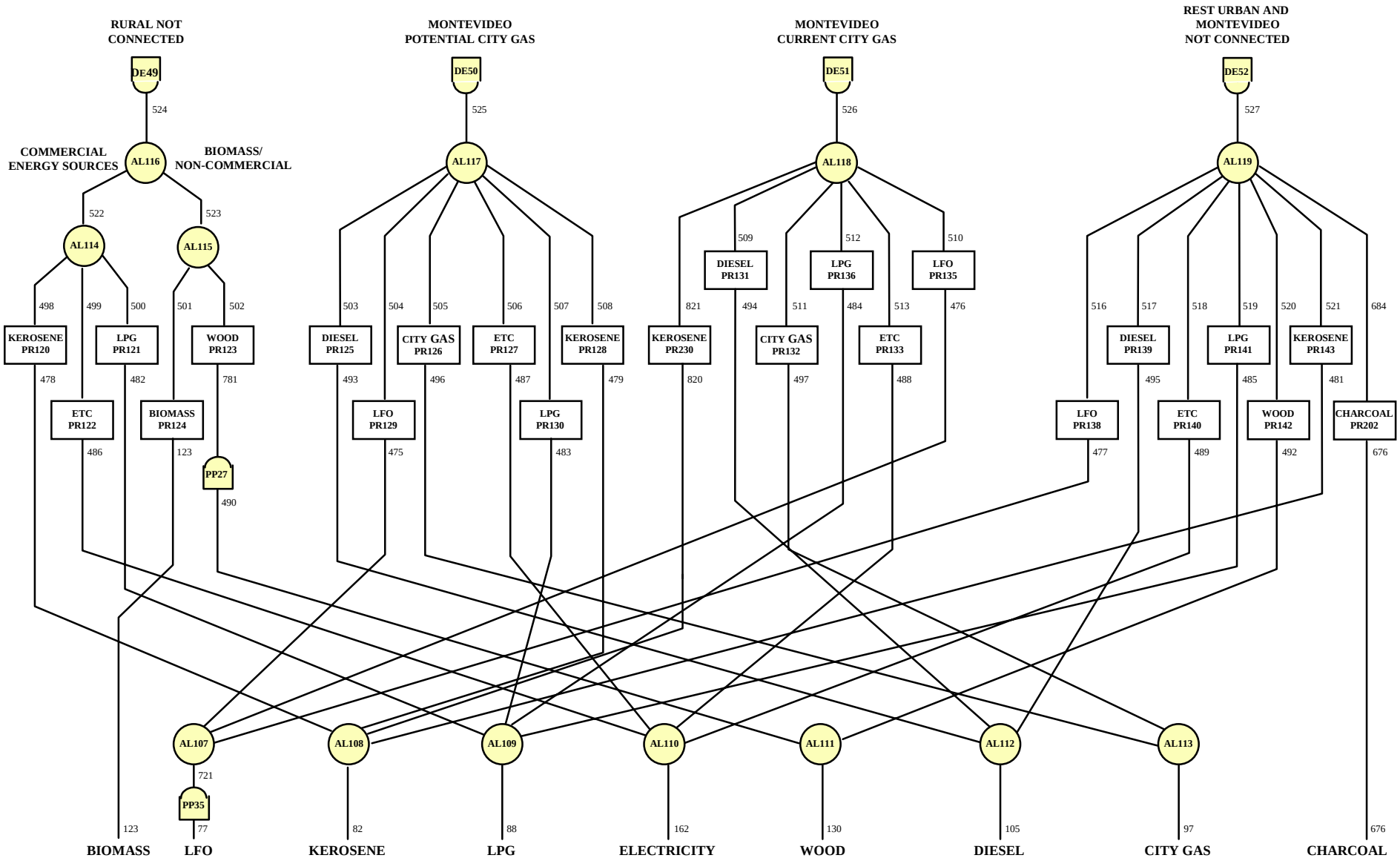
ELECTRIC SECTOR



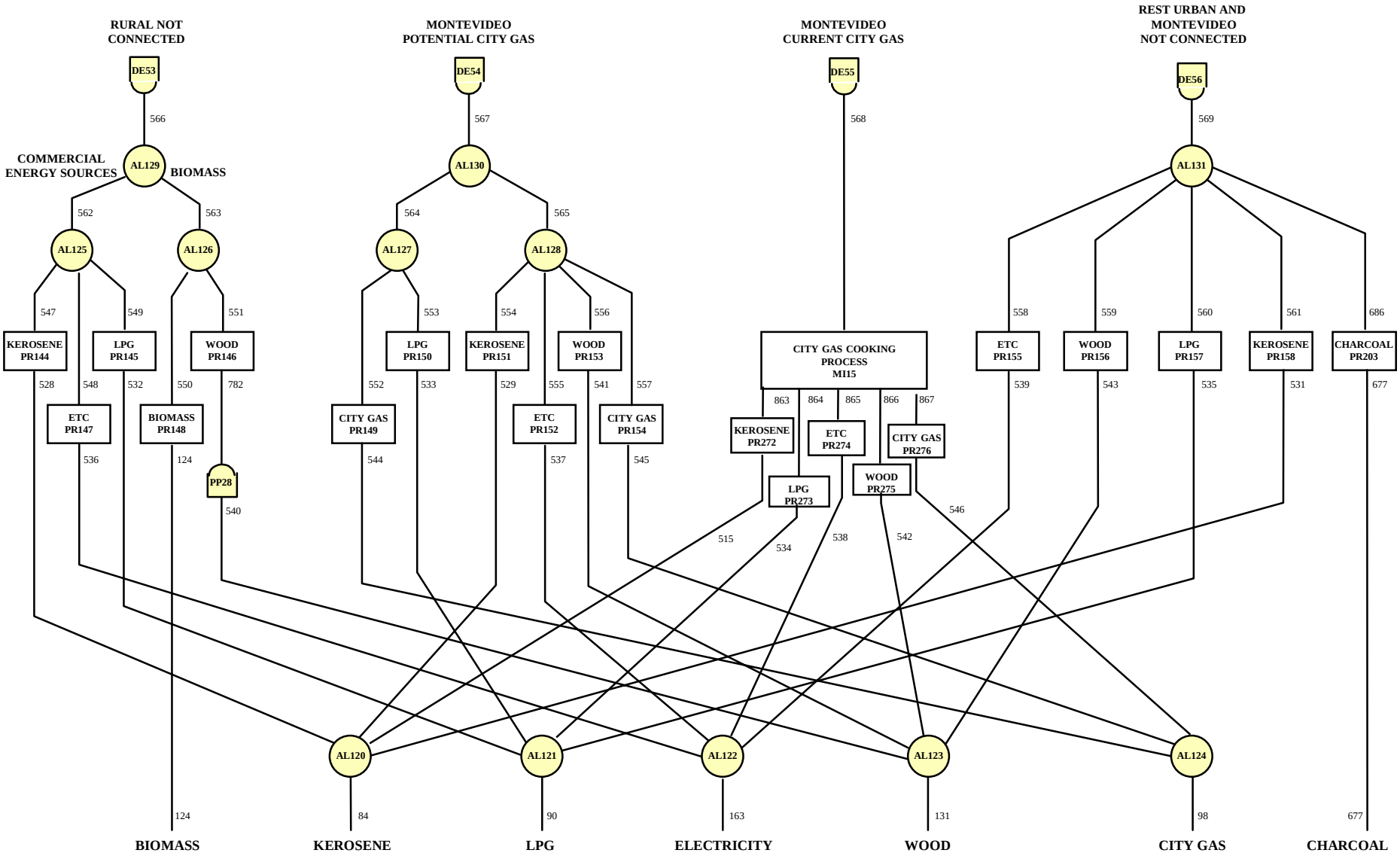
RESIDENTIAL SPACE HEATING



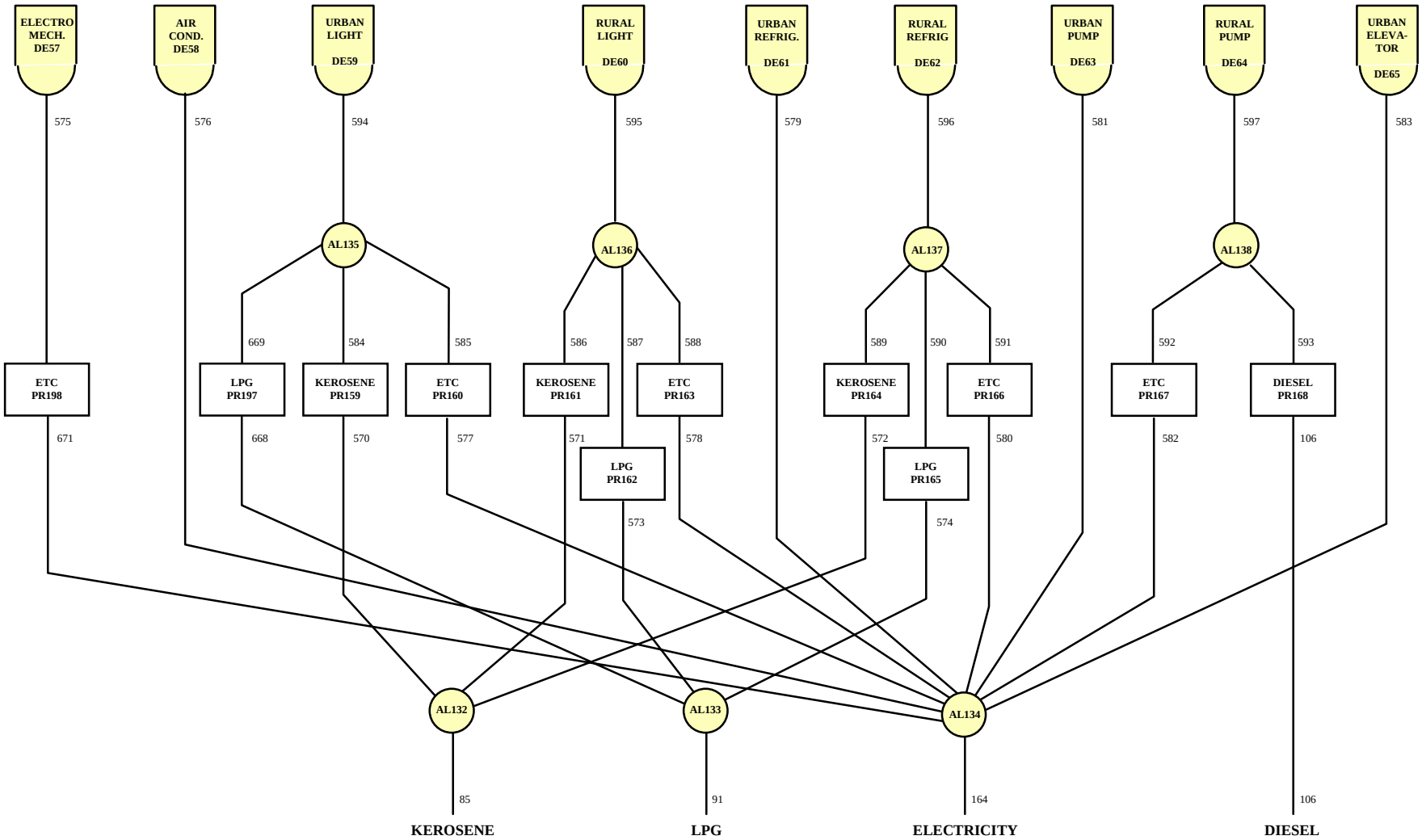
RESIDENTIAL WATER HEATING



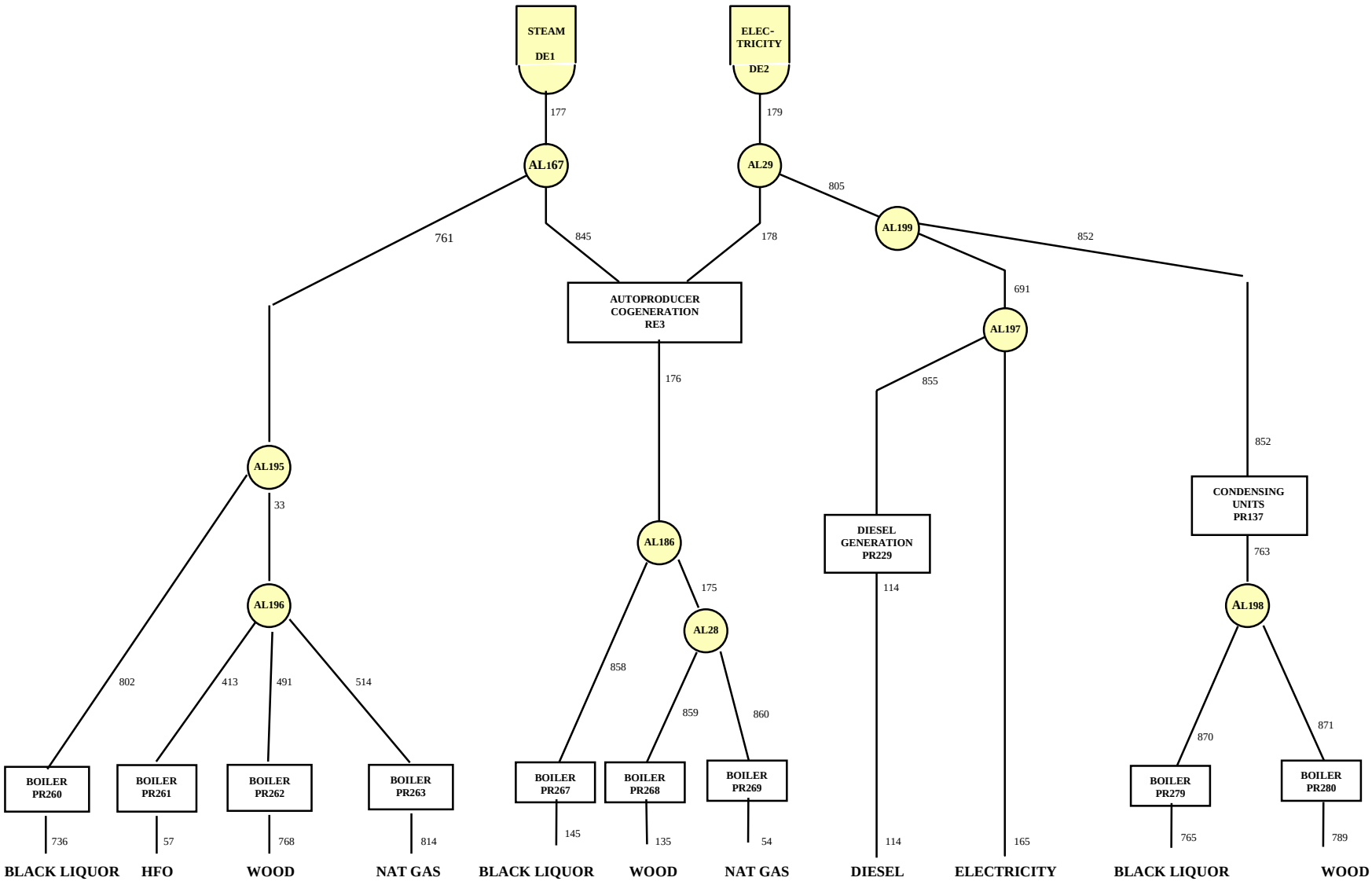
RESIDENTIAL COOKING



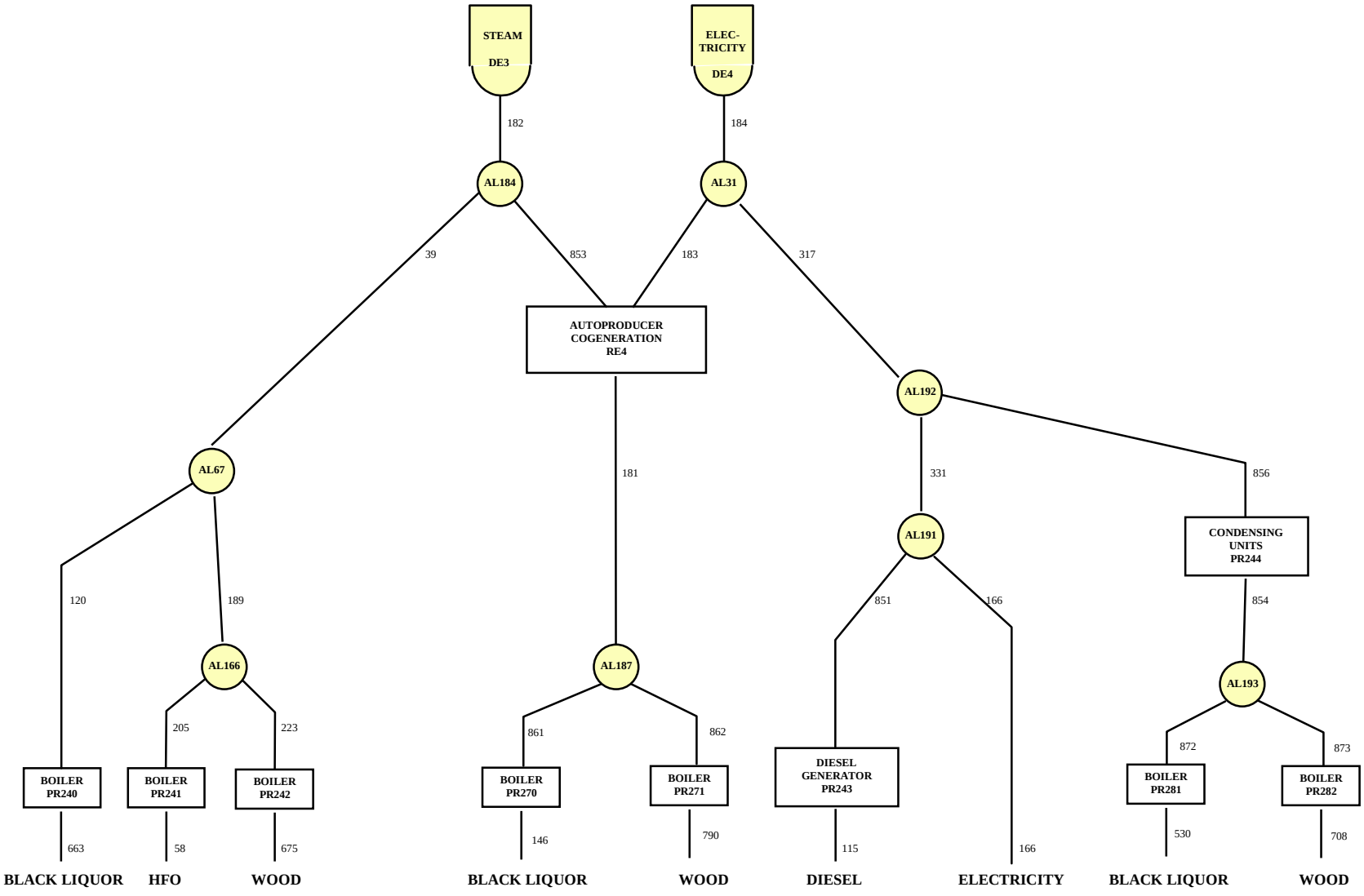
RESIDENTIAL OTHER



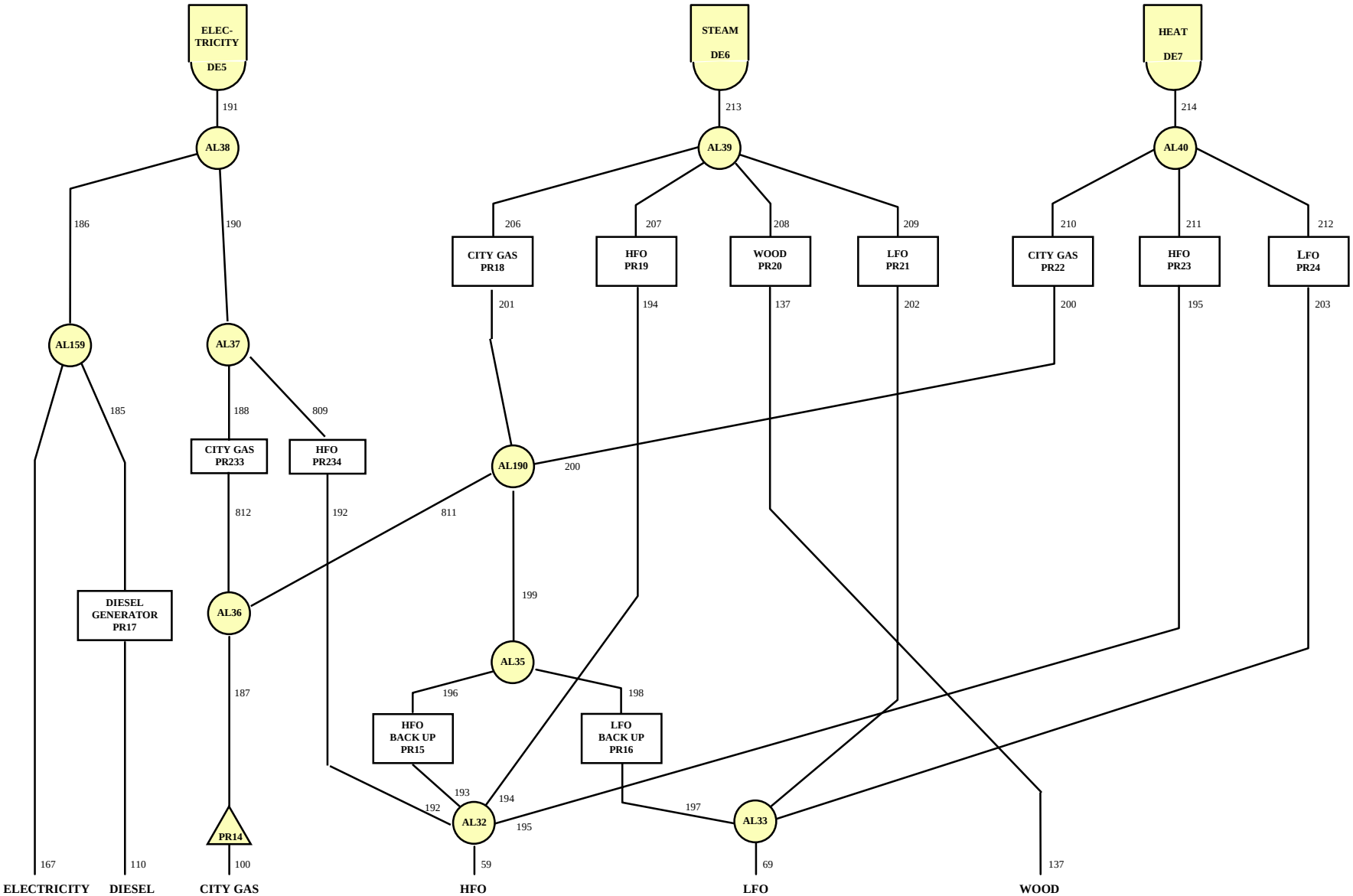
PAPER INDUSTRY CONNECTED TO GAS PIPELINE



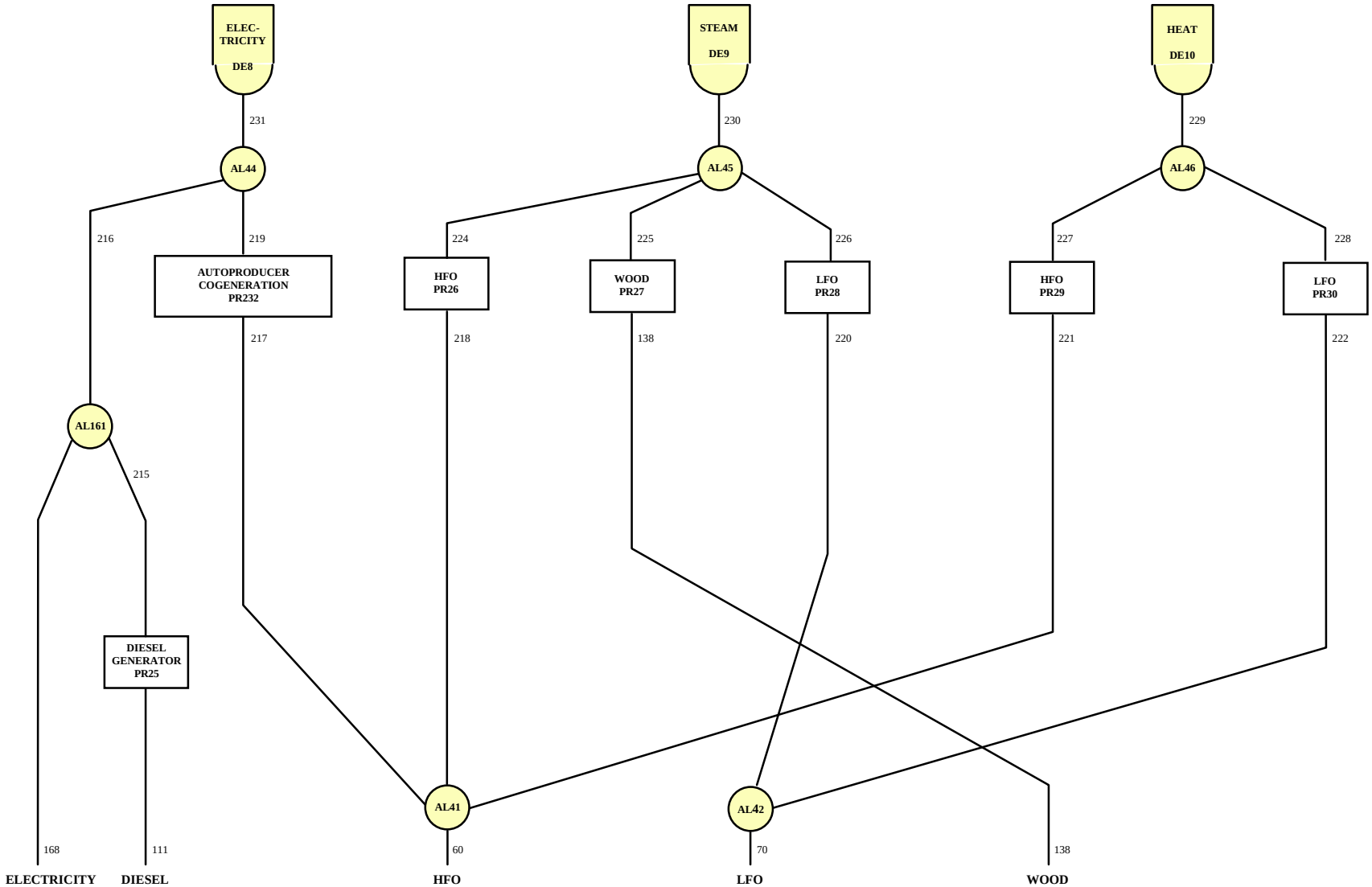
PAPER INDUSTRY NOT CONNECTED TO GAS PIPELINE



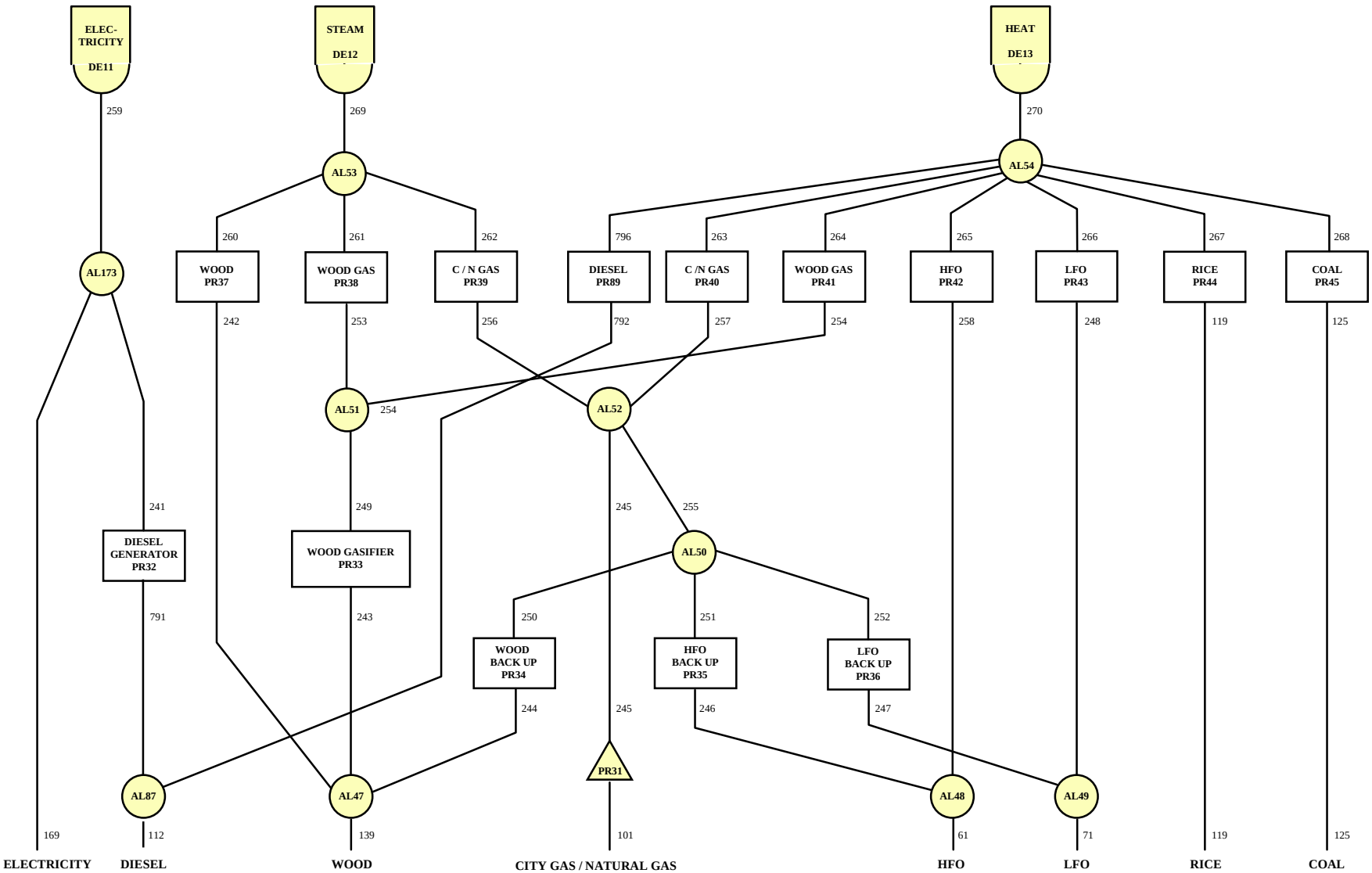
TEXTILE INDUSTRY CONNECTED TO GAS PIPELINE



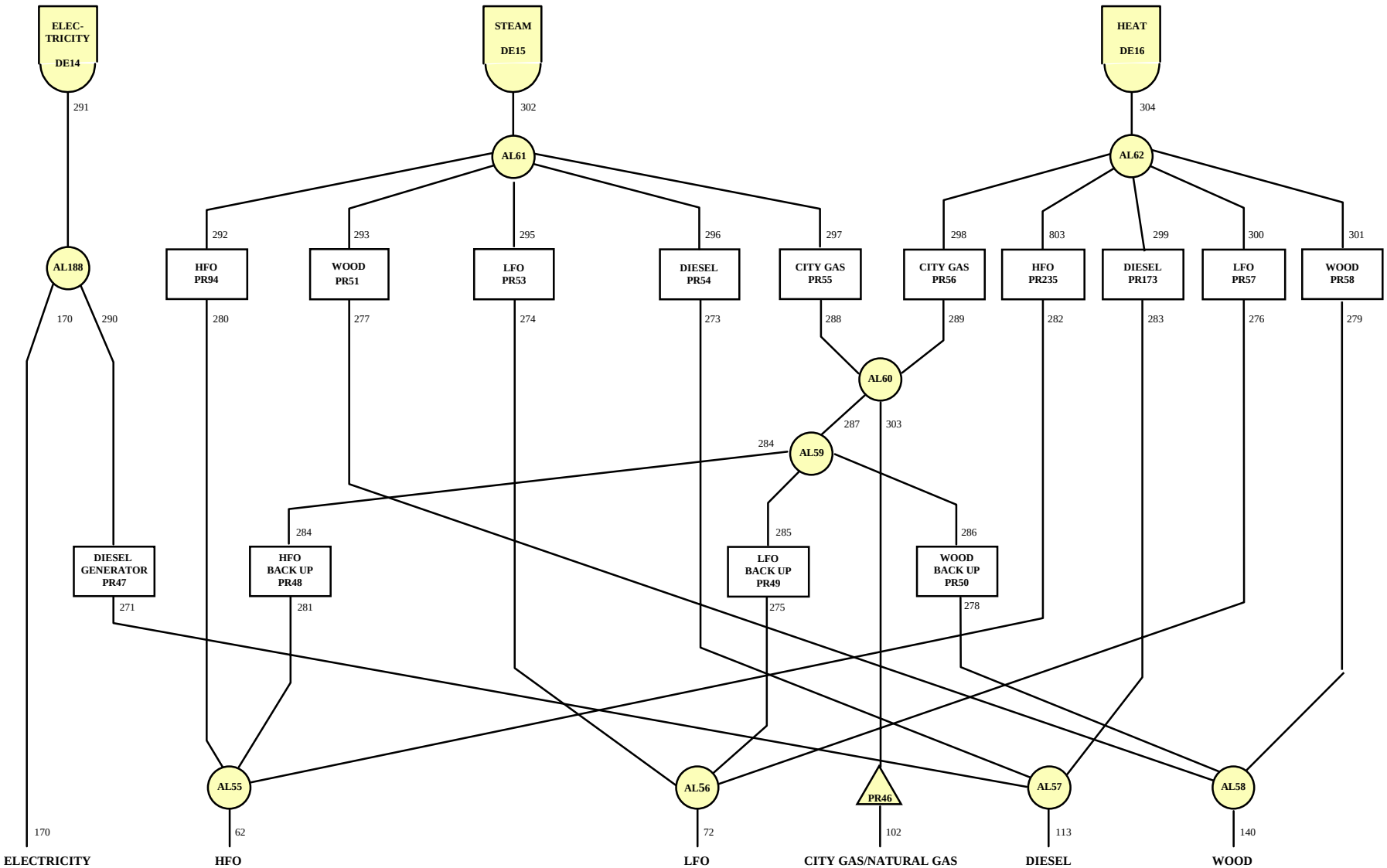
TEXTILE INDUSTRY NOT CONNECTED TO GAS PIPELINE



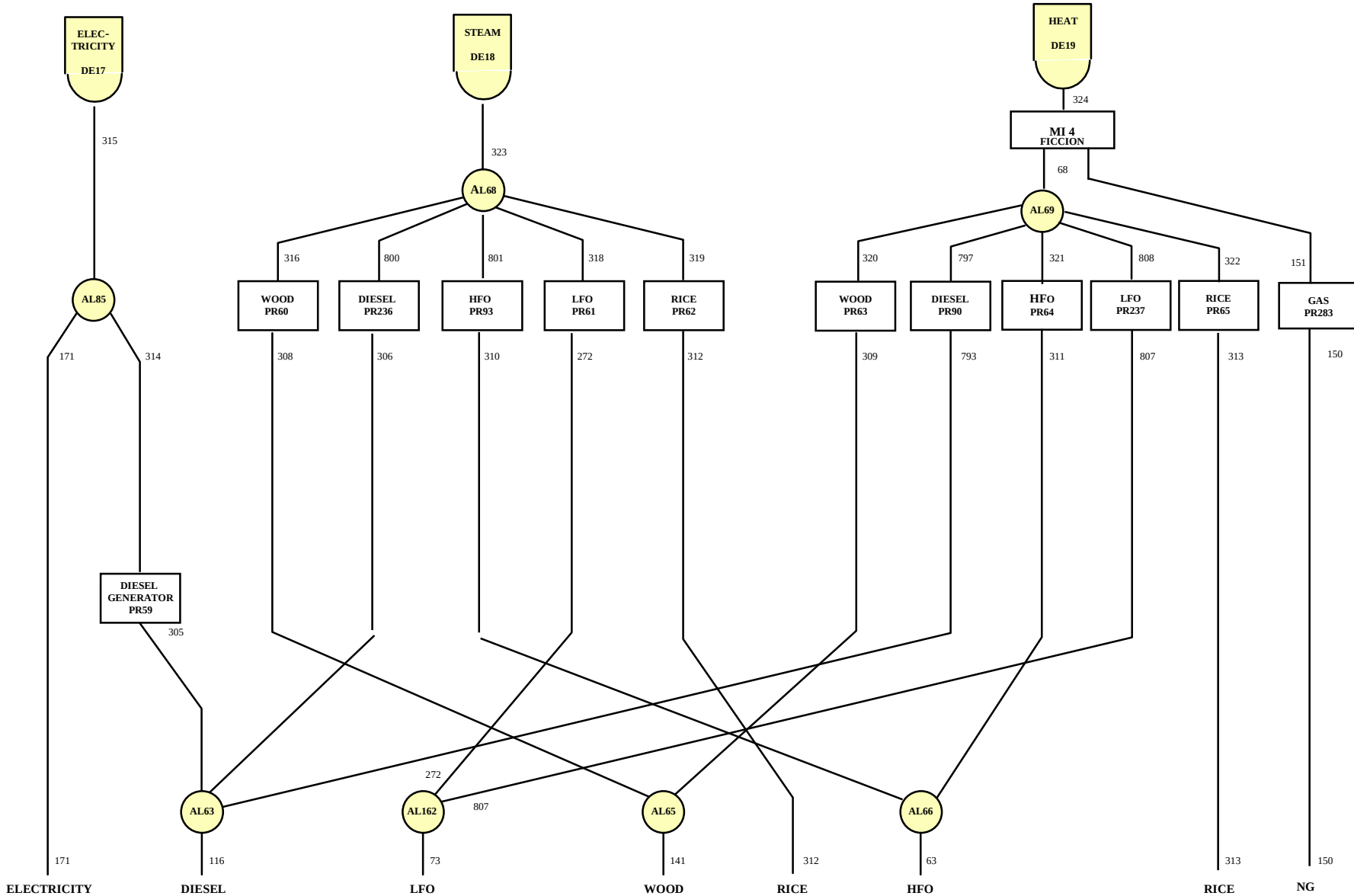
CERAMIC INDUSTRY



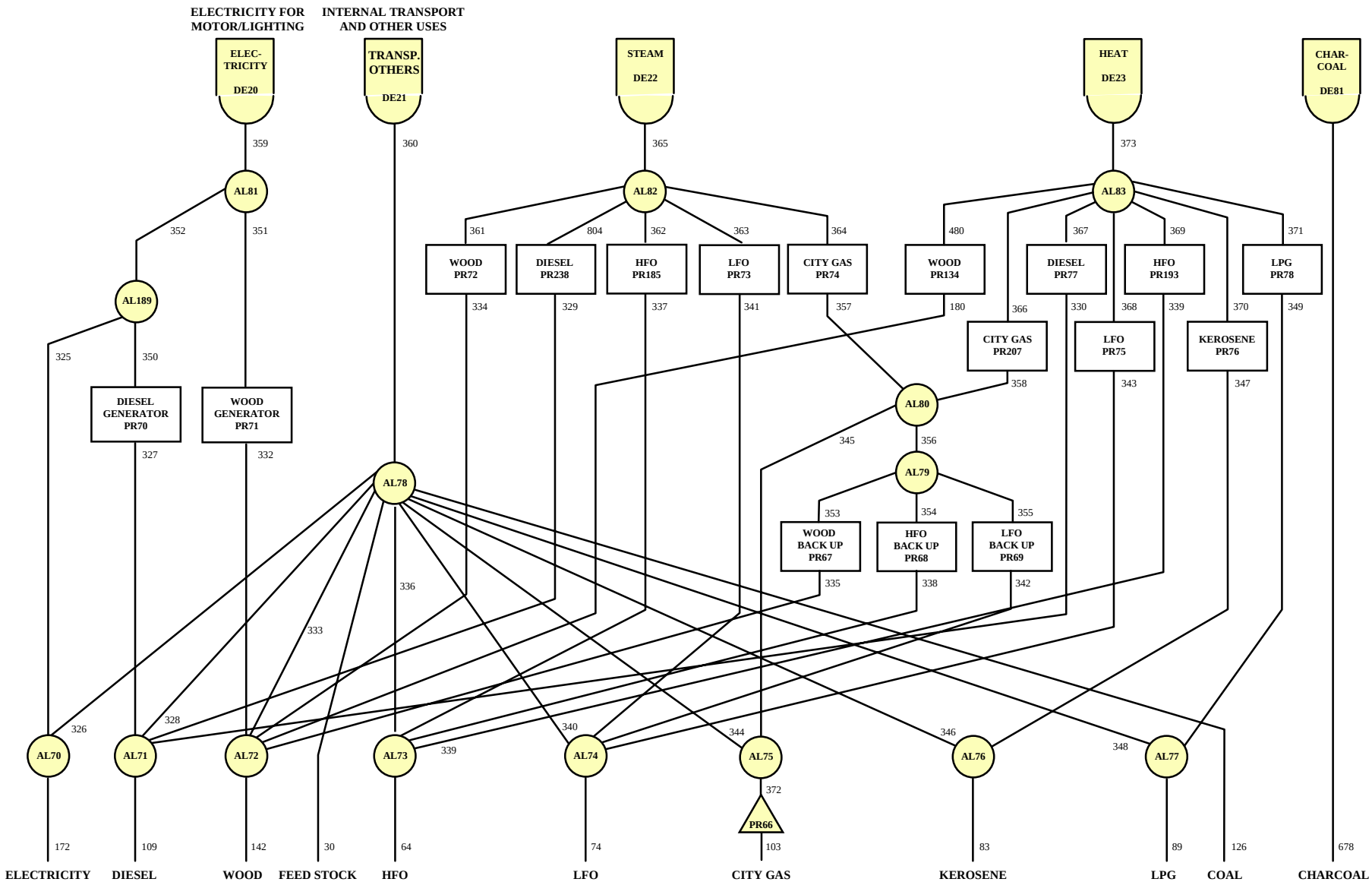
CHEMICAL INDUSTRY



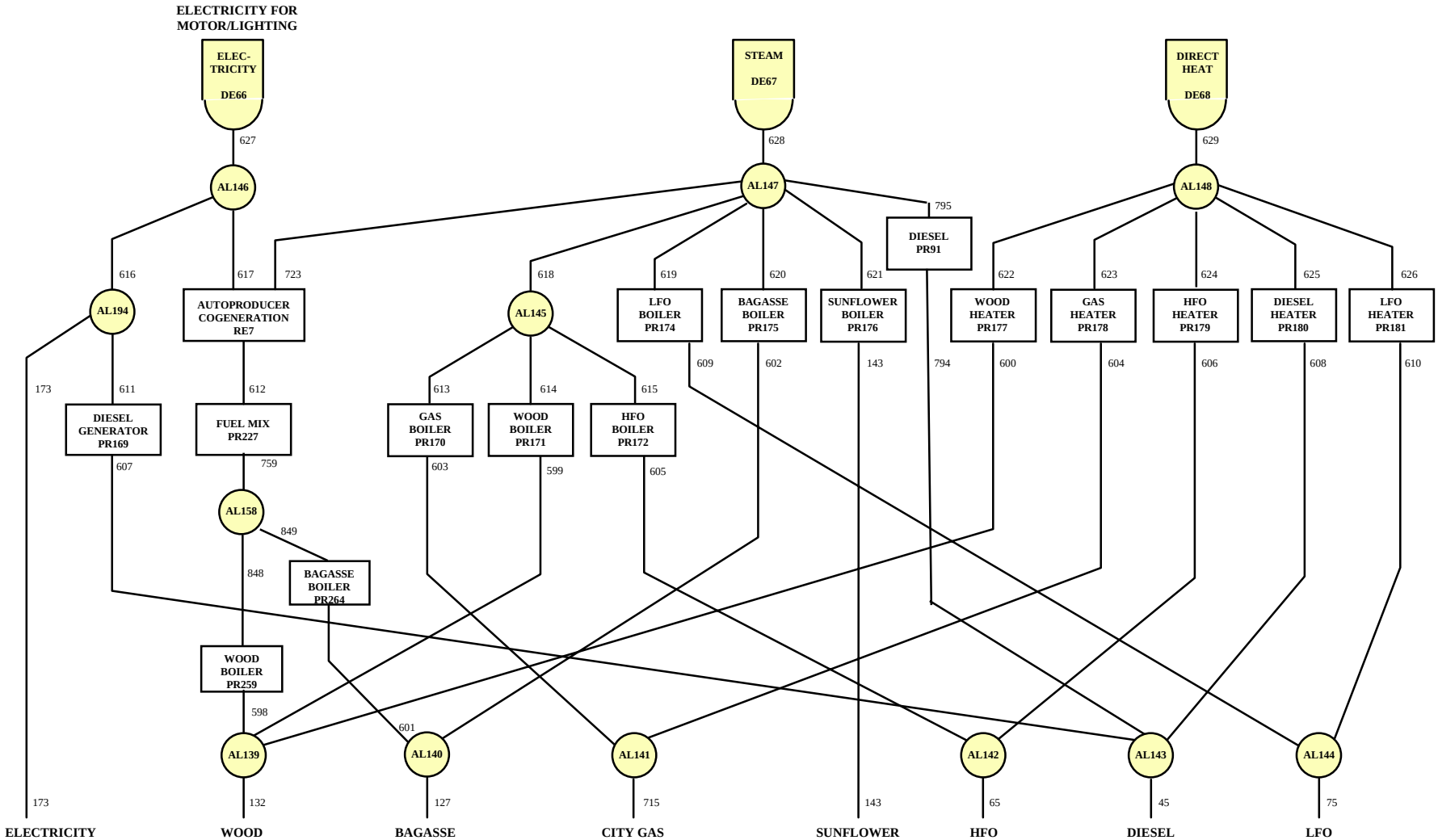
CEMENT INDUSTRY



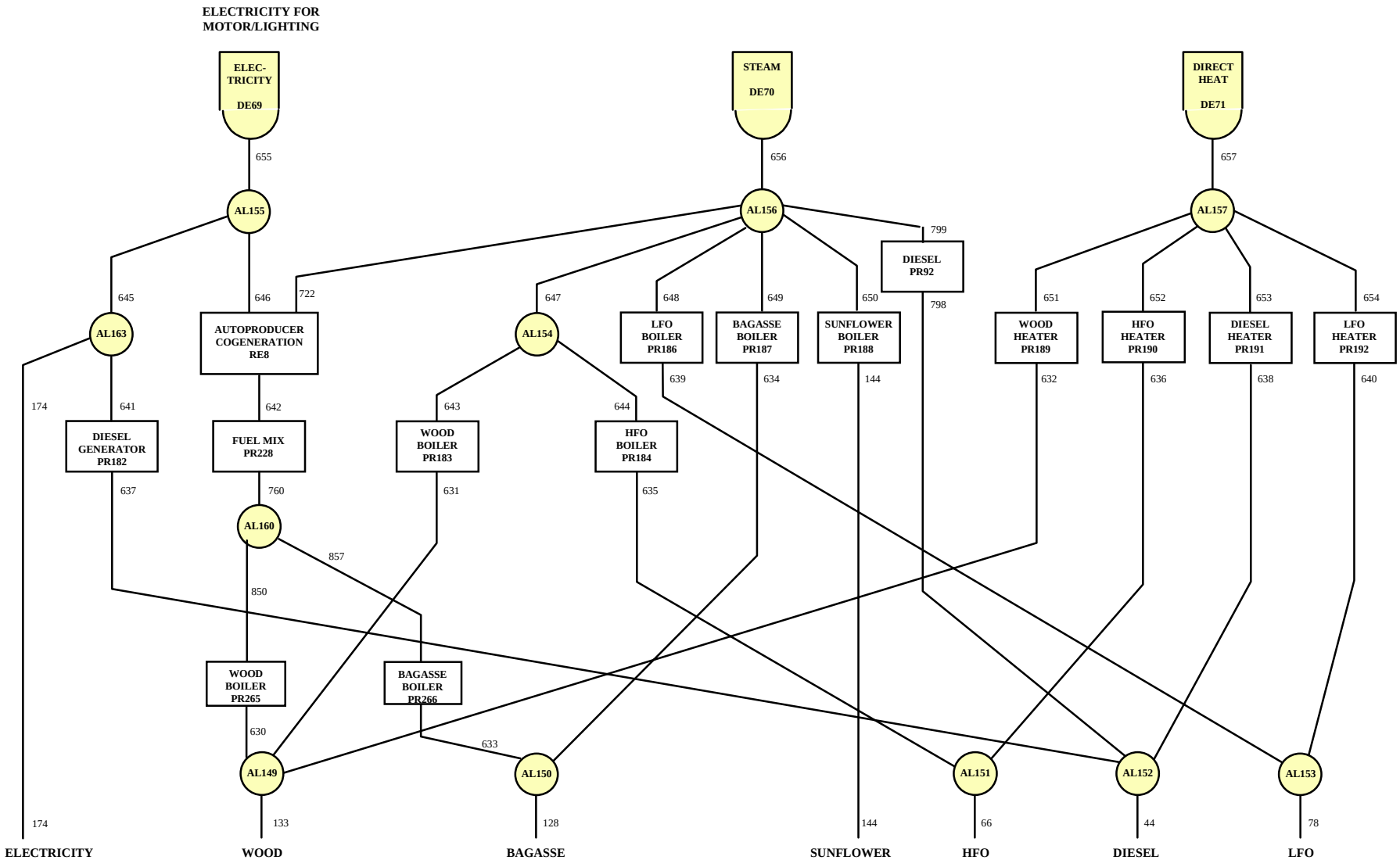
COMBINED/OTHER INDUSTRY



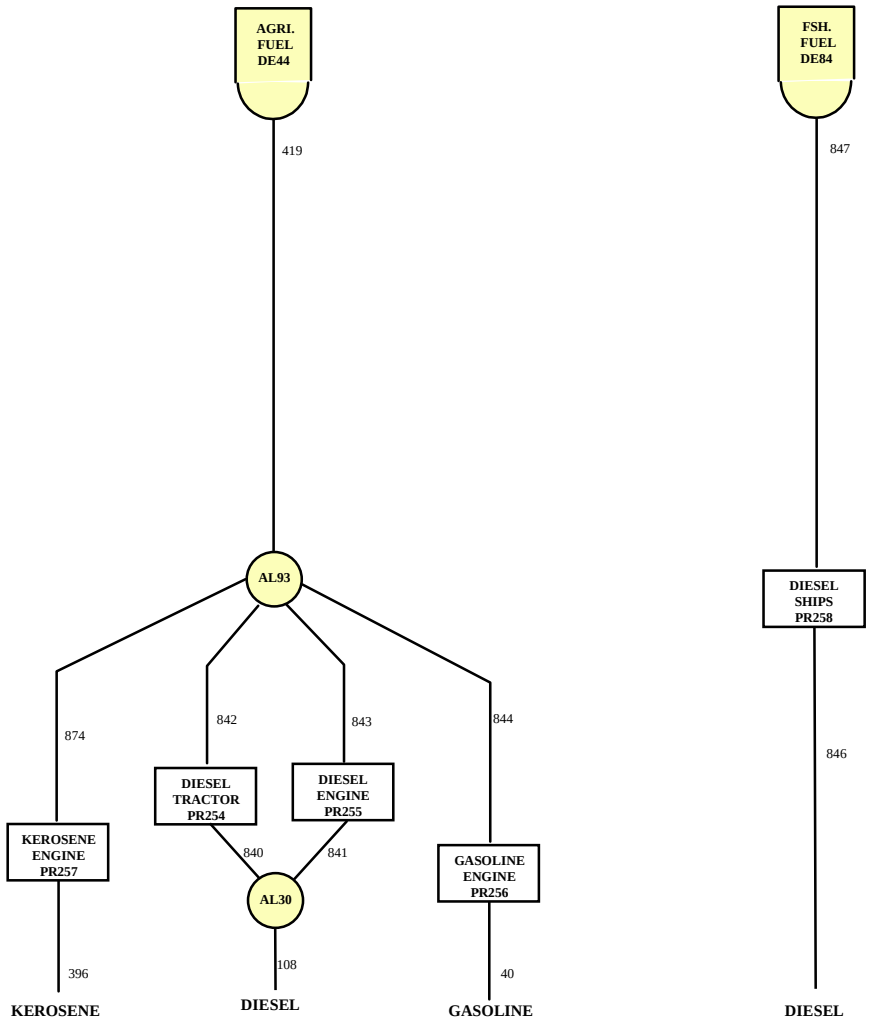
FOOD PROCESSING CONNECTED TO GAS PIPELINE



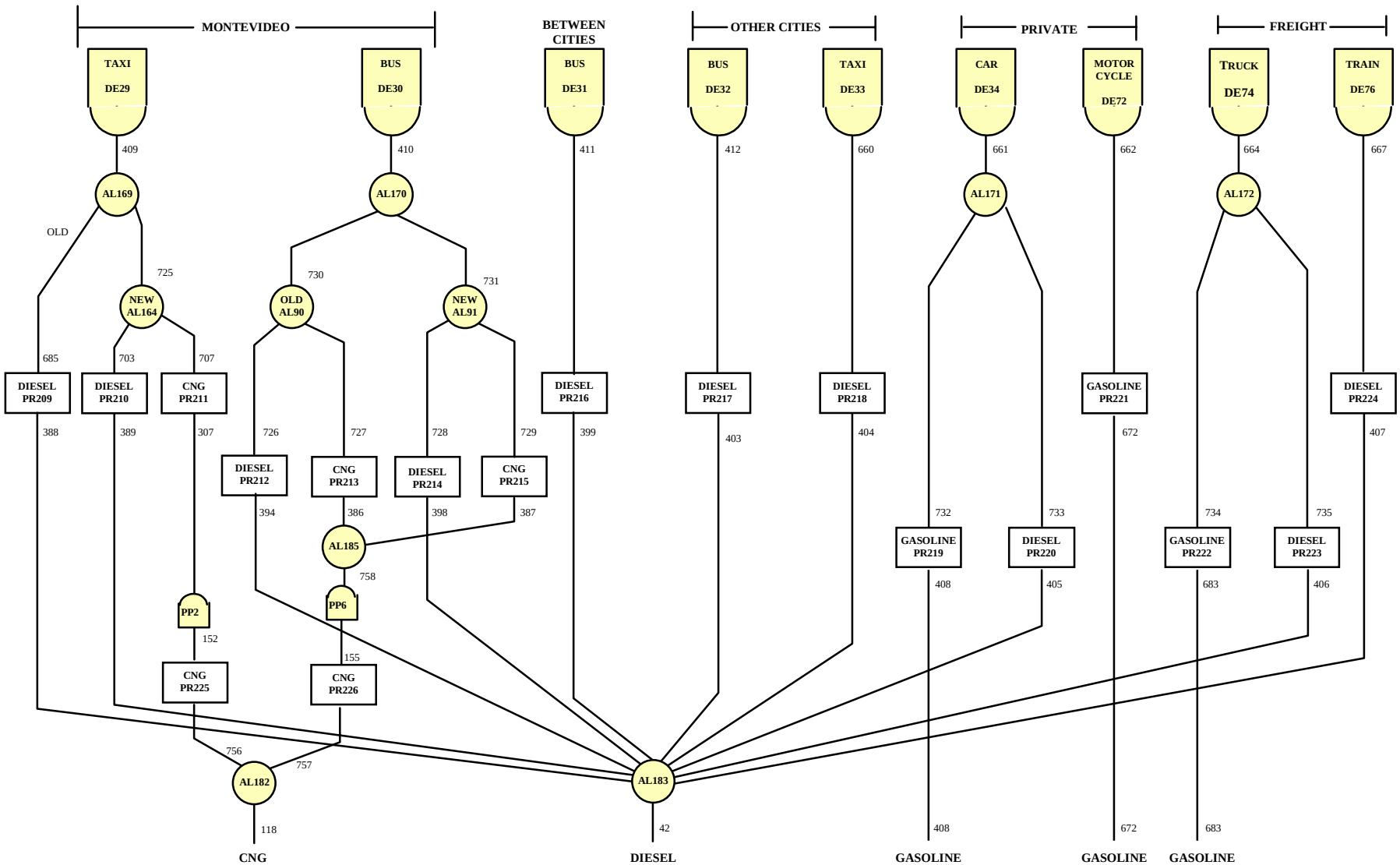
FOOD PROCESSING NOT CONNECTED TO GAS PIPELINE



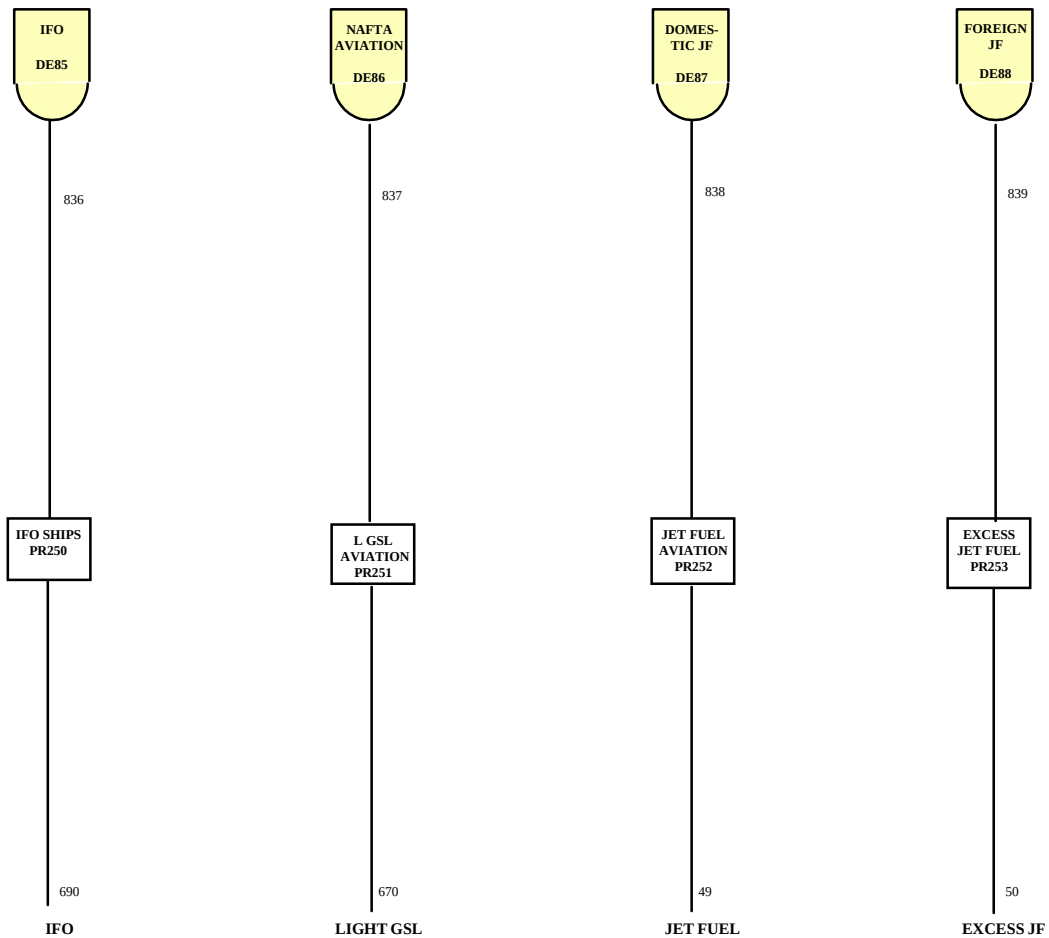
AGRICULTURE & FISHING



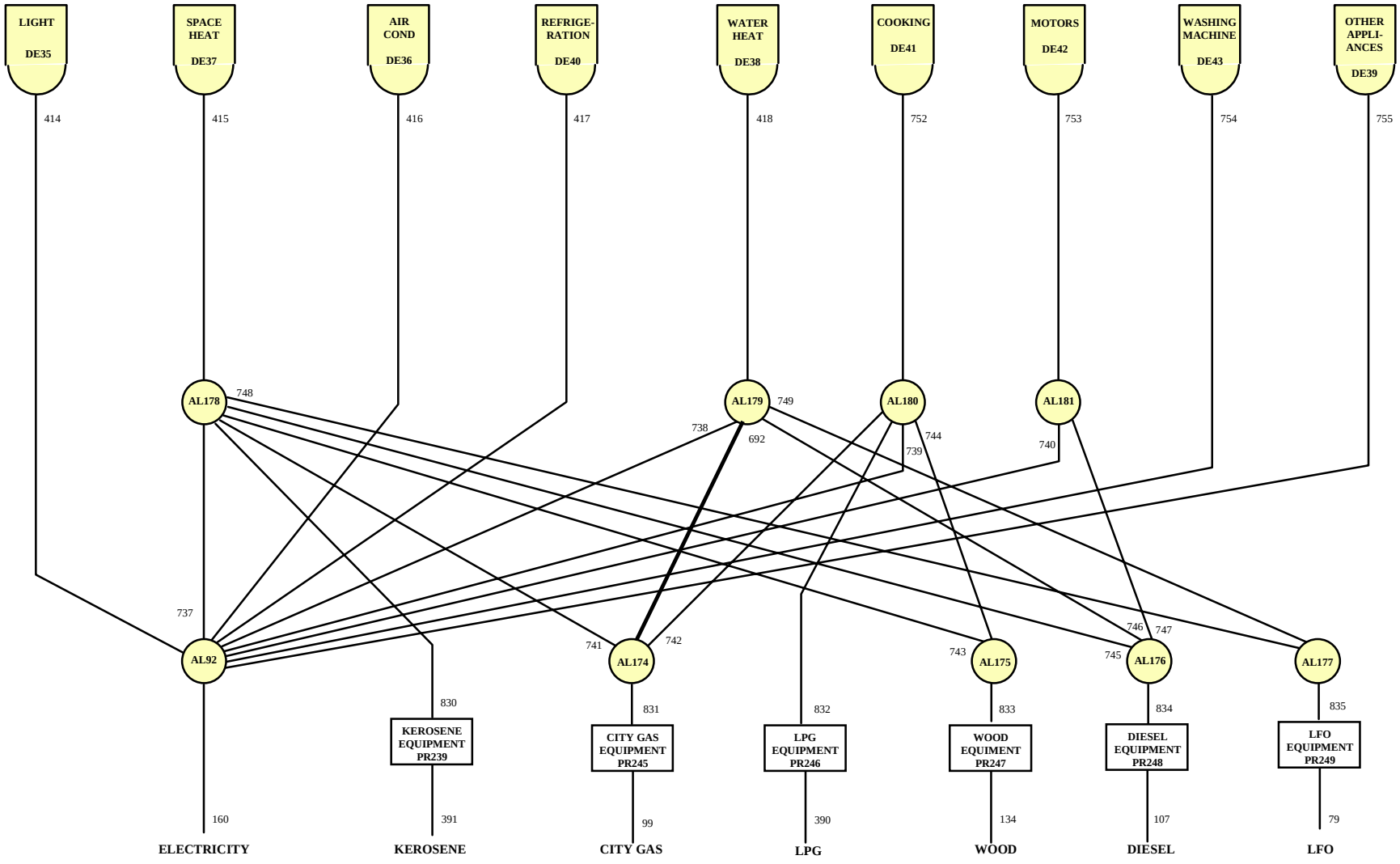
TRANSPORTATION SECTOR



TRANSPORTATION SECTOR (CONT'D)



COMMERCIAL SECTOR



ANEXO B

Factores de emisión

B. FACTORES DE EMISIÓN

Para calcular las cantidades de contaminantes atmosféricos emitidos por los equipos definidos en cada sector y sub-sector de la actividad nacional, el módulo IMPACTS utiliza una diversidad de parámetros llamados coeficientes o factores de emisión.
La gran mayoría de estos factores fueron extraídos de diferentes bases de datos ambientales internacionales y los restantes fueron calculados y desarrollados con base en la información local disponible.

A continuación se realiza una presentación de los factores de emisión, agrupados según correspondan a cada uno de los sectores previamente definidos: Agro/ Pesca, Generación de electricidad o Eléctrico, Comercial, Residencial, Transporte, Oferta de gas, Industrial y Oferta de derivados de petróleo (Refinería).

B.1 Sector Agro/ Pesca

En las Tablas B.1.a y b se presentan los factores de emisión para los motores diesel, los motores a kerosene y los tractores y maquinaria agrícola a nafta y a gasoil, utilizados en las actividades agrícolas. Asimismo, figuran los factores de emisión para los buques a gasoil correspondientes a las actividades de pesca.

Tabla B.1.a.: Factores de emisión del sector Agro/ Pesca

	Motores gasoil	Motores kerosene	Tractores y maquinaria agrícola nafta
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.261E+01	7.051E+01	4.838E+01
CO	4.609E-01	3.562E-01	1.140E+01
CH_4	nd	nd	nd
NO_x	1.016E+00	1.638E+00	5.280E-01
SO_x	1.029E-01	2.135E-02	1.860E-02
Partículas	nd	1.170E-01	nd

Fuentes:

a) Motores gas oil (Código IMPACTS: **ADE 1):** LEAP/Agriculture/General Equipment/ Engines-Diesel Average of all Internal Combustion Engines* No EC - EPA (NEDS) 1985

b) Motores kerosene (Código IMPACTS: **AKE 1):** LEAP/Industry/Standard Equipment/ Engines-Kerosene/Generic* NO EC - EPA (NEDS) 1989

c) Tractores y maquinaria agrícola nafta (Código IMPACTS: **AGE 1):** LEAP/Agriculture/General Equipment/ Tractors-Gasoline* No EC. - EPA (NEDS) 1985

Nota:

Cuando aparece “nd” (no disponible) significa que no se dispuso de un Factor de emisión aplicable para el cálculo. Para esos casos el valor por defecto que utiliza el módulo ambiental del software es 0 (cero).

Tabla B.1.b.: Factores de emisión del sector Agro/ Pesca

	Tractores y maquinaria agrícola gas oil	Buques gas oil
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.261E+01	7.331E+01
CO	3.946E-01	1.325E-02
CH_4	1.132E-02	9.935E-03
NO_x	1.109E+00	7.810E-02
SO_x	1.032E-01	1.879E-01
Partículas	nd	4.968E-02

Fuentes:

a) Tractores y maquinaria agrícola gas oil (Código IMPACTS: **ADT 1):** LEAP/Agriculture/General Equipment/ Tractors-Diesel/70 HP (52 kw) US* No EC.- EPA (NEDS) 1985

b) Buques gas oil (Código IMPACTS: **FTS 1):** LEAP/Transportation/Water/Transport/ Commercial Distillate Oil Steamships - EPA (AP-42 Vol II) 1985

B.2. Sector Eléctrico

En las Tablas B.2.a, b y c se presentan los factores de emisión para los diferentes tipos de centrales que conforman el parque térmico actual y futuro.

Tabla B.2.a.: Factores de emisión del sector Eléctrico

	Turbina de vapor (combustible: fuel oil)	Turbina de gas (combustible: gas oil)
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.52E+01	7.35E+01
CO	1.59E-02	2.05E-02
CH_4	9.02E-04	7.94E-03
NO_x	2.15E-01	3.15E-01
SO_x	4.32E-01	3.47E-01
Partículas	3.61E-02	2.62E-02

Fuentes:

a) Turbina de vapor (combustible: fuel oil) (Código IMPACTS: **EOV 1):** EPA (AP-42) 1998

b)Turbina de gas (combustible: gas oil) (Código IMPACTS: **EOG 8):** EPA (AP-42) 1998

Tabla B.2.b.: Factores de emisión del sector Eléctrico

	Turbina de gas (combustible: gas natural) Sin control de emisión	Turbina de gas (combustible: gas natural) Con control de emisión (inyección de vapor)
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	5.26E+01	5.26E+01
CO	1.02E-02	1.02E-02
CH_4	2.99E-03	2.99E-03
NO_x	1.69E-01	4.27E-02
SO_x	4.00E-04	4.00E-04
Partículas	1.80E-02	1.80E-02

Fuente:

a) Turbina de gas (combustible: gas natural) (Código IMPACTS**: EGG 8)**: EPA (AP-42) 1998

Tabla B.2.c.: Factores de emisión del sector Eléctrico

	Ciclo combinado (combustible: gasoil)	Ciclo combinado (combustible: gas natural)
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.35E+01	5.26E+01
CO	3.74E-02	1.02E-02
CH_4	7.94E-03	2.99E-03
NO_x	5.88E-01	4.27E-02
SO_x	3.47E-01	4.00E-04
Partículas	2.62E-02	1.80E-02

Fuente:

a) Ciclo combinado (combustible: gasoil) (Código IMPACTS**: EOG 8)**: EPA (AP-42) 1998

b) Ciclo combinado (combustible: gas natural) (Código IMPACTS**: EGG 8)**: EPA (AP-42) 1998

B.3. Sector Comercial

En este sector se utilizan equipos que consumen LPG y gas manufacturado (GM), fundamentalmente para cocción, pero también para calefacción. Estos equipos se agrupan bajo la categoría de "Combustión comercial de LPG /GM" en lo que respecta a los factores de emisión. Asimismo, en este sector se registran pequeños consumos de Kerosene para calefacción, y los factores de emisión para estos equipos se asimilan a la categoría de "Combustión comercial de Kerosene". La leña se utiliza para cocción y para calefacción, y los factores de emisión utilizados son los correspondientes a "Combustión comercial de leña". (Ver Tabla B.3.a.)

Tabla B.3.a.: Factores de emisión del sector Comercial

	Combustión comercial de LPG/ GM	Combustión comercial de Kerosene	Combustión comercial de leña
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	6.335E+01	1.283E+02	1.283E+02
CO	9.950E-03	1.539E+00	8.475E+00
CH_4	8.580E-04	nd	5.202E-02
NO_x	6.730E-02	nd	1.637E-01
SO_x	2.770E-03	nd	nd
Partículas	2.140E-03	1.150E-01	8.758E-01

Fuentes:

a) Combustión comercial de LPG/GM - Commercial LPG/Gas Dist. Combustion (Código IMPACTS: **CLC 1):** EPA AP42 vol II (60% Butane Commercial, 40% Propane Commercial) 1998

b) Combustión comercial de Kerosene - Commercial Kerosene Combustion (Código IMPACTS: **CKC 1):** LEAP/Household/Kerosene/Cooking Kerosette. Type Cookstove (Smith, Kirk R., 1987)

c) Combustión comercial de leña - Commercial Wood Combustion (Código IMPACTS**: CWC 1):** **L**EAP/Household/Wood/Fireplace (EPA, ASF, 1989)

Con la introducción al país del gas natural (GN) como fuente energética alternativa, en el sector comercial se estima su presencia en equipos para calentamiento de agua, cocción y calefacción. Estos equipos toman los factores de emisión de la columna "Combustión comercial de GN" de la Tabla B.3.b.. En esta misma Tabla se presentan las columnas para la combustión comercial de fueloil liviano (LFO) y diesel, combustibles utilizados en calderas, tanto para calefacción, para calentamiento de agua, como para el funcionamiento de motores.

Tabla B.3.b.: Factores de emisión del sector Comercial

	Combustión comercial de GN	Combustión comercial de LFO	Combustión Comercial diesel
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	5.429E+01	7.281E+01	7.353E+01
CO	1.830E-02	1.646E-02	1.569E-02
CH_4	1.360E-04	1.125E-03	7.329E-04
NO_x	3.71E-02	6.632E-02	6.420E-02
SO_x	2.743E-04	4.960E-01	4.480E-01
Partículas	2.286E-03	2.317E-02	3.741E-02

Fuentes:

a) Combustión comercial de GN - Commercial Natural Gas Combustion (Código IMPACTS**: CGC1):** EPA AP42 vol II (Low NO_x Commercial Boiler) 1998

b) Combustión comercial de LFO - Commercial LFO combustion (Código IMPACTS: **CFC 1):** LEAP/Commercial-Institut/Standard Equipment/ Boilers-Dist. oil/Grade 4*NO EC (EPA, NEDS 1989)

c) Combustión comercial de diesel - Commercial diesel combustion (Código IMPACTS: **CDC 1):** LEAP/Commercial-Institut/Standard Equipment/ Boilers-Dist oil/Generic (EPA, ASF 1989)

B.4. Sector Residencial

En este sector existe una gran variedad de equipos que pueden utilizar básicamente: supergás (LPG), gas manufacturado (GM), kerosene, gas natural (GN), carbón, leña, residuos de biomasa, fuel oil liviano y diesel, tanto para cocción, calefacción y calentamiento de agua, como para otros usos, como por ejemplo: iluminación, conservación de alimentos y bombeo. Esta diversidad de equipos encuentra factores de emisión apropiados en alguna de las categorías que figuran en las Tablas B.4.a, b, c ó d.

Tabla B.4.a.: Factores de emisión del sector Residencial

	Combustión residencial de LPG/GM	Combustión residencial Kerosene	Combustión residencial GN
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	6.572E+01	6.844E+01	5.714E+01
CO	8.495E-03	1.539E+00	1.826E-03
CH_4	1.133E-03	nd	4.749E-03
NO_x	4.153E-02	nd	4.286E-02
SO_x	4.533E-06	nd	2.743E-04
Partículas	1.251E+00	1.150E-01	5.223E-03

Fuentes:

a) Combustión residencial de LPG/GM - Residential LPG/Gas Dist. Combustion (Código IMPACTS: **RLC 1):** LEAP/Household/LPG/All-Purpose-LPG/Generic Equipment (EPA AP42 vol I, 1985)

b) Combustión residencial Kerosene - Residential Kerosene Combustion (Código IMPACTS: **RKC 1):** LEAP/Household/Kerosene/Cooking Kerosette -Type Cookstove (Smith, Kirk R., 1987)

c) Combustión residencial GN - Residential gas combustion (Código IMPACTS**: RGC 1):** EPA AP-42 vol II (Uncontrolled Residential Furnaces)

Tabla B.4.b.: Factores de emisión del sector Residencial

	Combustión residencial rural de leña	Combustión residencial urbana de leña	Combustión residencial de carbón vegetal
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	1.380E+02	1.283E+02	8.532E+00
CO	1.504E+00	8.475E+00	8.407E+00
CH_4	nd	5.202E-02	nd
NO_x	nd	1.637E-01	nd
SO_x	nd	nd	2.229E-02
Partículas	1.681E-01	8.758E-01	7.643E-02

Fuentes:

a) Combustión residencial rural de leña - Residential Wood Combustion Rural (Código IMPACTS**: RWC 1):** LEAP/Household/Wood/DC Traditional Stoves /Metallic Stove (Smith, Kirk R., 1987)

b) Combustión residencial urbana de leña - Residential Wood Combustion Urban (Código IMPACTS**: RWC 2):** LEAP/Household/Wood/Fireplace (EPA, ASF, 1989)

c) Combustión residencial de carbón vegetal - Residential Charcoal Combustionn (Código IMPACTS**: RCH 1):** LEAP/Household/Charcoal/Charcoal Stoves/ Hand Fired "Haiti" Style (Islam, N.,1987)

Tabla B.4.c.: Factores de emisión del sector Residencial

	Combustión residencial de biomasa	Combustión residencial de diesel	Bombas diesel sector residencial
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	1.380E+02	7.353E+01	7.306E+01
CO	1.504E+00	1.569E-02	3.407E-01
CH_4	nd	7.329E-04	1.204E-02
NO_x	nd	6.416E-02	1.567E+00
SO_x	nd	4.480E-01	1.042E-01
Partículas	1.681E-01	3.741E-02	1.119E-01

Fuentes:

a) Combustión residencial de biomasa - Residential biomass combustion (Código IMPACTS**: RBC 1):** LEAP/Household/Wood/DC Traditional Stoves /Metallic Stove (Smith, Kirk R., 1987**)**

b) Combustión residencial de diesel - Residential diesel combustion (Código IMPACTS**: RDC 1):** LEAP/Commercial-Institut/Standard Equipment/ Boilers-Dist oil/Generic (EPA, ASF 1989)

c) Bombas diesel sector residencial - Residential diesel pumps (Código IMPACTS**: RDC 2):** LEAP/Commercial-Institut/Engines-Diesel/ Generic Internal Combustion* NO EC (EPA, NEDS 1989)

Tabla B.4.d.: Factores de emisión del sector Residencial

	Combustión residencial de LFO
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.281E+01
CO	1.646E-02
CH_4	1.125E-03
NO_x	6.632E-02
SO_x	4.960E-01
Partículas	2.317E-02

Fuente:

a) Combustión residencial de LFO - Residential LFO combustion (Código IMPACTS: **RLF 1):** LEAP/Commercial-Institut/Standard Equipment/ Boilers-Dist oil/Grade 4*NO EC (EPA, NEDS 1989)

B.5 Sector Transporte

Para la presentación de los factores de emisión utilizados en este sector, se subdivide el mismo en los siguientes sub-sectores: aéreo, fluvial y marítimo, ferroviario y rodoviario.

B.5.1 Sub-sector aéreo

En la Tabla B.5.1 se presentan los factores de emisión a utilizar para los equipos que conforman el sub-sector: aviones que consumen nafta y turbocombustible.

Tabla B.5.1.: Factores de emisión del sub-sector transporte aéreo

	Aviones nafta	Aviones turbocombustible
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	2.930E+01	7.114E+01
CO	2.310E+01	1.256E-01
CH_4	5.925E-02	2.095E-03
NO_x	7.914E-02	3.026E-01
SO_x	0.021	0.138
Partículas	nd	nd

Fuentes:

a) Aviones nafta (Código IMPACTS: **TAG 1):** LEAP/Transport/Air/ Engines Gasoline. - EPA (ASF) 1989

b) Aviones turbocombustible (Código IMPACTS: **TAJ 1):** LEAP/Transport/Air/Jets-Kerosene/All Jet Transportation - EPA (ASF) 1989

c) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

B.5.2 Sub-sector fluvial y marítimo

En la Tabla B.5.2. se presentan los factores de emisión a utilizar para los buques a fuel oil y a gasoil, pertenecientes a este sub-sector.

Tabla B.5.2: Factores de emisión del sub-sector transporte fluvial y marítimo

	Buques fueloil	Buques gasoil
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	8.115E+01	7.331E+01
CO	1.135E-02	1.334E-02
CH_4	5 E-03	5 E-03
NO_x	1.839E-01	7.866E-02
SO_x	1.047E+00	1.893E-01
Partículas	6.596E-02	5.003E-02

Fuentes:

a) Buques Fuel Oil (Código IMPACTS: **TIS 1):** LEAP/Transportation/Water/Transport Commercial Residual Oil Steamships. - EPA (AP-42 vol II) 85

b) Buques Gas Oil (Código IMPACTS: **FTS 1 - TDS 1):** LEAP/Transportation/Water/Transport Commercial Distillate Oil Steamships. - EPA (AP-42 vol II) 85

c) CH_4: Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-47, Estimated Emission Factors for US Non-Road Mobile Sources, Boats.

B.5.3 Sub-sector ferroviario

En la Tabla B.5.3 se presentan los factores de emisión a utilizar para los trenes a gasoil. Dado que en las bases de datos ambientales disponibles no se cuenta con factores de emisión para trenes a fuel oil, y que su consumo es despreciable frente al total del fuel oil consumido en el sector Energía, se considera acertado no asignarles factores de emisión y por lo tanto, despreciar sus emisiones.

Tabla B.5.3.: Factores de emisión del sub-sector transporte ferroviario

	Trenes gasoil
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.238E+01
CO	5.930E-01
CH_4	1.356E-02
NO_x	1.709E+00
SO_x	0.373
Partículas	nd

Fuentes:

a) Trenes gasoil (Código IMPACTS: **TDR 1):** LEAP/Transp./Railroad/ Trains Diesel/All Rail Transport - EPA (ASF) 1989

b) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

B.5.4 Sub-sector rodoviario

Los factores de emisión para motos, autos privados nafta y autos gas natural se presentan en la Tabla B.5.4.a.

Tabla B.5.4.a.: Factores de emisión del sub-sector transporte rodoviario: motos, autos gas natural y nafta

	Motos	Autos gas natural	Autos nafta
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	66.3	52.6031	65.1
CO	17	0.0044	3.19
CH_4	0.1	0.1331	0.02
NO_x	0.06	nd	0.202
SO_x	0.086	nd	0.0279
Partículas	nd	nd	0.0073

Fuentes:

a) Motos (Código IMPACTS **TGM 1):** Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-42 Estimated Emission Factors for European Motorcicles/ >50cc 2 stroke/ Uncontrolled.

b) Autos Nafta (Código IMPACTS: **TGC 1):** Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-36 Estimated Emission Factors for European Gasoline Passenger Cars /Uncontrolled.

c) Autos Gas Natural (Código IMPACTS **TCC 1 - TCB 1**): LEAP/Transportation/Road/Cars Nat Gas/Generic*Compressed Fuel - EPA (ASF) 1989.

d) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

Para los autos privados diesel se realiza una ponderación de los factores de emisión de acuerdo a la antigüedad del parque de autos y camionetas diesel. Se definen tres categorías de diferente antigüedad: i) autos anteriores al año 1985; ii) autos del año 1985 al 1990; y iii) autos posteriores al año 1990. En la Tabla B.5.4.b. se presentan los factores de emisión para cada una de estas categorías. Para realizar la ponderación se supone que la estructura de antigüedad del parque de autos privados diesel es igual a la del parque completo de autos privados (nafta y diesel). En la Tabla B.5.4.c. se presenta el factor ponderado obtenido para los autos privados diesel.

Tabla B.5.4.b.: Factores de emisión del sub-sector transporte rodoviario: autos gasoil según antigüedad

	Autos Gas Oil <1985	Autos Gas Oil 1985-1990	Autos Gas Oil 1990-xx
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	72.844	73.311	73.311
CO	0.233	0.233	0.233
CH_4	0.002	0.002	0.002
NO_x	0.189	0.189	0.189
SO_x	0.375	0.375	0.375
Partículas	0.070	0.043	0.032

Fuentes:

a) Autos Gas Oil <1985: LEAP/Transportation/Road/Cars- Diesel/US 1975* E STD US 1975 - EPA (AP-42) vol II

b) Autos Gas Oil 1985-1990: LEAP/Transportation/Road/Cars- Diesel/US 1985* E STD US 1985.- EPA (AP-42) vol II

c) Autos Gas Oil 1990-xx: LEAP/Transportation/Road/Cars- Diesel/US 1990* E STD US 1990 - EPA (AP-42) vol II

d) CH_4: Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-37, Estimated Emission Factors for European Diesel Passenger Cars.

e) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

Tabla B.5.4.c.: Factores de emisión del sub-sector transporte rodoviario: ponderados para autos gasoil

	Autos Gas Oil
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	73.078
CO	0.233
CH_4	0.002
NO_x	0.189
SO_x	0.375
Partículas	0.056

Fuente:

a) Autos gas oil (Código IMPACTS: **TDC 1**): Ponderación de los factores de emisión para las diferentes categorías según la estructura de antigüedad extraída de los Anuarios Estadísticos de Transporte 1985-1996, Dirección Nacional de Transporte - Ministerio de Transporte y Obras Públicas de Uruguay.

Para los ómnibus urbanos de la ciudad de Montevideo e Interior del país, así como para ómnibus interurbanos, se utilizan los factores de emisión correspondientes a los ómnibus diesel, que figuran en la Tabla B.5.4.d.

Tabla B.5.4.d.: Factores de emisión del sub-sector transporte rodoviario: ómnibus diesel

	Ómnibus Diesel
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.004E+01
CO	2.092E+00
CH_4	4.05E-03
NO_x	1.061E+00
SO_x	0.375
Partículas	0.064

Fuentes:

a) Ómnibus gas oil (Código IMPACTS: **TDB 1**): LEAP/Transportation/Road/ Buses-Diesel/Average US City use - EPA (AP-42 vol II) 85

b) CH_4: Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-39, Estimated Emission Factors for European Diesel Heavy-Duty Vehicles.

c) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

Para los camiones a nafta, se realiza una ponderación de los factores de emisión de acuerdo al número de camiones a nafta livianos y pesados existentes en Uruguay en el año 1993. En la Tabla B.5.4.e. se presentan los factores de emisión correspondientes a los camiones nafta pesados y livianos, y el factor ponderado para los camiones a nafta.

Tabla B.5.4.e: Factores de emisión del sub-sector transporte rodoviario: camiones nafta

	Camiones Pesados Nafta	Camiones Livianos Nafta	Camiones Nafta (ponderado)
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	36.284	53.561	52.482
CO	19.049	7.200	8.010
CH_4	0.020	0.020	0.020
NO_x	0.728	0.310	0.338
SO_x	0.086	0.086	0.086
Partículas	0.070	0.005	0.005

Fuentes:

a) Camiones Pesados Nafta: LEAP/Transportation/Road/ Trucks-Gasoline/Generic Heavy - EPA (AP-42) vol II

b) Camiones Livianos Nafta: LEAP/Transportation/Road/Trucks-Gasoline-Light. US1970-GVW<2370kg-E STD US1970-USleaded - EPA (AP-42) vol II

c) Camiones Nafta (Código IMPACTS: **TGT 1):** Factor ponderado con el número de camiones livianos y pesados del año 1993, dato extraído del Anuario Estadístico de Transporte 1993, Dirección Nacional de Transporte – Ministerio de Transporte y Obras Públicas de Uruguay

d) CH_4: Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-41, Estimated Emission Factors for European Gasoline Heavy-Duty Vehicles.

e) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

Análogamente, para los camiones diesel, se realiza una ponderación de los factores de emisión de acuerdo al número de camiones diesel livianos y pesados existentes en Uruguay en el año 1993. Pero previamente, los factores de emisión para los camiones diesel pesados se obtuvieron mediante la ponderación de los factores de emisión correspondientes a cuatro categorías definidas por la antigüedad de los mismos en el año 1993. Dichas categorías se definen según los camiones sean: i) anteriores al año 1970; ii) de los años 1970 al 1980; iii) de los años 1980 al 1990; y iv) posteriores al año 1990. En la Tabla B.5.4.f. se presentan los factores de emisión correspondientes a estas cuatro categorías.

En la Tabla B.5.4.g. se presentan los factores de emisión ponderados para los camiones diesel pesados y los factores de emisión para camiones diesel livianos, así como el factor de emisión global calculado para los camiones diesel.

Tabla B.5.4.f: Factores de emisión del sub-sector transporte rodoviario: camiones diesel pesados según antigüedad

	Camiones Pes. Diesel <1970	Camiones Pesados Diesel 70-80	Camiones Pes. Diesel 80-90	Camiones Pes. Diesel 90-xx
Gas	Factor de emisión (kg gas/GJ)	Factor de emisión (kg gas/GJ)	Factor de emisión (kg gas/GJ)	Factor de emisión (kg gas/GJ)
CO_2	72.144	73.311	72.825	73.059
CO	0.815	0.800	0.466	0.329
CH_4	0.006	0.006	0.006	0.006
NO_x	0.977	0.999	0.736	0.454
SO_x	0.375	0.375	0.375	0.375
Partículas	0.033	0.035	0.046	0.048

Fuentes:

a) Camiones Pesados Diesel <1970: LEAP/Transportation/Road/Trucks-Diesel-Heavy US1970-GVW>3900kg-E STD US1970- EPA (AP-42) vol II

b) Camiones Pesados Diesel 70-80: LEAP/Transportation/Road/Trucks-Diesel-Heavy US1975-GVW>3900kg-E STD US1975 - EPA (AP-42) vol II

c) Camiones Pesados Diesel 80-90: LEAP/Transportation/Road/Trucks-Diesel-Heavy US1985-GVW>3900kg-E STD US1985
Camiones Pesados Diesel 90-xx: LEAP/Transportation/Road/Trucks-Diesel-Heavy US1990-GVW>3900kg-E STD US1990

d) CH_4: Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-39, Estimated Emission Factors for European Diesel Heavy-Duty Vehicles.

e) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

Tabla B.5.4.g: Factores de emisión del sub-sector transporte rodoviario: camiones diesel

	Camiones Pesados Diesel	Camiones Livianos Diesel	Camiones Diesel (ponderado)
Gas	Factor de emisión (kg gas/GJ)	Factor de emisión (kg gas/GJ)	Factor de emisión (kg gas/GJ)
CO_2	36.284	72.844	72.611
CO	19.049	0.378	0.550
CH_4	0.006	0.006	0.006
NO_x	0.728	0.331	0.636
SO_x	0.375	0.375	0.375
Partículas	0.070	0.095	0.064

Fuentes:

a) Camiones Pesados Diesel: Factor ponderado según la estructura de antigüedad de los camiones pesados en el año 1993

b) Camiones Livianos Diesel: LEAP/Transportation/Road/Trucks-Diesel - Light US1980-GVW<3900kg-E STD US1980

c) Camiones Diesel (Código IMPACTS: **TDT 1):** Factor ponderado con el nº de camiones livianos y pesados en el año 1993

d) CH_4: Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-39, Estimated Emission Factors for European Diesel Heavy-Duty Vehicles.

e) SO_x: Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero: 1994. Unidad de Cambio Climático – Dirección Nacional de Medio Ambiente - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Octubre 1998)

B.6. Sector Oferta Gas

En el sector de la oferta de gas por cañería, se deben considerar dos situaciones diferentes para la asignación de los factores de emisión adecuados, según se esté considerando el escenario base (Caso 001) - sin introducción de gas natural - o el escenario de referencia (Caso 002), en el que, como se indicó anteriormente en este informe, se modela la introducción de este combustible alternativo.

Esto se debe a que en el Caso 002 el flujo de gas natural se asigna a los mismos equipos o instalaciones que en el Caso 001 producían o distribuían gas manufacturado. Por ejemplo, en el caso sin gas natural, la planta elaboradora de gas distribuido se representa con el código **MU3 1**, y se le deben asignar factores de emisión de CO_2, de CO, de CH_4 y de NO_x, para calcular las emisiones gaseosas que se generan en la quema de combustible para llevar adelante el proceso de producción de gas distribuido. Sin embargo, en el Caso 002, por **MU3 1** fluye gas natural, pero no se le debe asignar ningún factor de emisión, dado que allí no ocurre transformación alguna. Si se mantuvieran los factores de emisión del Caso 001 para **MU3 1**, se estaría incurriendo en un error, dado que resultaría en emisiones al multiplicar aquellos factores por el nuevo flujo de gas natural.

Por lo tanto, se presentan a continuación los factores de emisión del sector oferta de gas utilizados en cada uno de los escenarios, para cada unos de los equipos o instalaciones que conforman el sector, en el siguiente orden: a) Planta de gas (Código IMPACTS **MU3 1**); b) Red de distribución de gas (gas manufacturado: para el Caso 001 y para el Caso 002 hasta la introducción de gas natural; y gas natural: para el Caso 002 luego de la introducción de gas natural) (Códigos IMPACTS **CGD 1** y **CGD 2**); c) Gasoducto de gas natural (Código IMPACTS **NGP1**); y d) Compresor de gas natural (Código IMPACTS **NGC1**).

B.6.1. Planta de gas

En la Tabla B.6.1 se muestran los factores de emisión aplicados a la planta de gas. Los mismos se aplican para la totalidad del período en estudio (1993-2013) en el Caso 001 y para los años anteriores a la introducción del gas natural en el Caso 002. Para el resto de los años de este último caso, no se le asignan factores de emisión a la planta.

Tabla B.6.1.: Factores de emisión para la planta de gas

	Planta de gas
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ de gas distribuido)**
CO_2	1.6157
CO	2.68 E-03
CH_4	3.35 E-05
NO_x	1.09 E-02
SO_x	nd
Partículas	nd

Fuente:

a) Planta de gas (Código IMPACTS: **MU3 1**): Manual de referencia de las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión revisada en 1996, Tabla 1-16, Industrial Boiler Performance, Distillate Fuel Oil Boilers

b) CO2: Factor suministrado por GASEBA Uruguay

B.6.2. Red de distribución de gas

En este caso, las emisiones provienen de las fugas gaseosas que experimentan las redes de distribución del gas. Para la situación sin gas natural, estas fugas son significativas, dado que se conservaría la red de distribución actual, que tiene asociado un porcentaje de pérdidas relativamente alto: del 14%. Sin embargo, para la situación con gas natural, se asumió la realización de nuevas redes o bien la adaptación de la red actual para distribuir este nuevo combustible, lo que significa que las fugas sufrirán una reducción respecto a la situación actual, llegando a ser del orden del 1%. Considerando estos porcentajes y teniendo en cuenta la composición de los gases manufacturado y natural, se llega a los factores de emisión presentados en la Tabla B.6.2..

Cabe señalar que los factores para el Caso 001 se utilizan para la totalidad del período estudiado en dicho Caso. No obstante, también se utilizan para calcular las emisiones en los años anteriores a la introducción del gas natural en el Caso 002. Los factores de emisión que se presentan en la Tabla para el Caso 002, se utilizan solamente a partir del año en que se introduce el gas natural.

Tabla B.6.2.: Factores de emisión para la red de distribución de gas

	Red de distribución de gas manufacturado (Caso 001)	Red de distribución de gas natural (Caso 002)
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ de gas distribuido)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ de gas natural)**
CO_2	1.1173	0
CO	1.1877	0
CH_4	0.0176	0.1792

Fuentes:

a) Red de distribución de gas manufacturado (Caso 001): Códigos IMPACTS: **CGD 1 y CGD 2:** calculado en base a la composición del gas manufacturado (6,9% CO_2, 11,6% CO y 0,3% CH_4) y suponiendo un 14% de pérdidas.

b) Red de distribución de gas natural (Caso 002): Códigos IMPACTS: **CGD 1 y CGD 2**: calculado en base al contenido de CH_4 en el gas natural (90%) y suponiendo un 1% de pérdidas.

B.6.3. Gasoducto de gas natural

El gasoducto para el transporte de gas natural solamente aparece con flujos positivos de energía en el escenario con gas. Para esta instalación (Código IMPACTS: **NGP 1**) se consideran solamente las emisiones de gas metano por fugas, y por lo tanto se desarrolla un único factor de emisión para el CH_4, suponiéndose un porcentaje de pérdidas del 0.5% y un 90% de CH_4 en el gas natural. Este factor de emisión resulta en el siguiente valor: **0.0896 kg CH_4/GJ gas natural**.

B.6.4. Compresor de gas natural

Estos equipos aparecen con flujos no nulos en el escenario de referencia, a partir de la introducción del gas natural y por lo tanto se le asignan de forma genérica los factores de emisión de la Tabla B.6.4.:

Tabla B.6.4.: Factores de emisión para compresores de gas natural

	Compresores de gas natural
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ de gas natural)**
CO_2	47.424
CO	0.13
CH_4	0.26
NO_x	0.36
SO_x	4.0 E-04
Partículas	2.4 E-02

Fuente:

a) Compresor de gas natural - Natural Gas Compressor (Código IMPACTS: **NGC 1**): EPA AP42 Clean Burn 2- Cycle Lean Burn.

B.7. Sector Industrial

Los factores de emisión para los hornos, las calderas y los motores que conforman el universo de los equipos del sector Industrial, se presentan en las Tablas B.7.a, b, c y d.

Tabla B.7.a.: Factores de emisión del sector Industrial

	Hornos LPG	Calderas Gas Natural	Calderas Fuel Oil Pesado
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	6.335E+01	5.429E+01	8.138E+01
CO	1.530E-02	1.830E-02	1.650E-02
CH_4	5.610E-03	1.360E-04	3.300E-03
NO_x	9.260E-02	3.710E-02	1.810E-01
SO_x	2.770E-03	2.740E-04	5.300E-01
Partículas	2.680E-03	2.290E-03	4.000E-02

Fuentes:
a) Hornos LPG (Código IMPACTS: **ILC 1): EPA AP 42 (1998);** Furnace Industrial (60 Butane/40 Propane).

b) Calderas Gas Natural (Código IMPACTS: **IGB 2): EPA AP 42 (1998); Low NO_x** Large Industrial Boilers.

c) Calderas Fuel Oil Pesado (Código IMPACTS: **IRB 1): EPA AP 42 (1998);** Uncontrolled F.O. Combustion Nº6 Oil Fired Industrial Boilers.

Tabla B.7.b.: Factores de emisión del sector Industrial

	Calderas Fuel Oil Liviano	Calderas Bagazo	Calderas Leña
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.959E+01	7.928E+01	9.731E+01
CO	1.710E-02	1.015E-01	2.920E-01
CH_4	1.780E-04	nd	nd
NO_x	6.850E-02	6.098E-02	1.680E-02
SO_x	1.540E+00	8.126E-01	3.270E-03
Partículas	2.400E-02	7.930E-01	3.890E-01

Fuentes:

a) Calderas Fuel Oil Liviano (Código IMPACTS: **IRB 2): EPA AP 42 (1998);** Uncontrolled F.O. Combustion Nº4 Oil Fired Industrial Boilers.

b) Calderas Bagazo (Código IMPACTS: **IBB 3): EPA AP 42 (1998);** Uncontrolled Bagasse Boilers.

c) Calderas Leña (Código IMPACTS: **IBB 2): EPA AP 42 (1998);** Wood Fired Boilers Fuel Cell/Dutch Oven Uncontrolled.

Tabla B.7.c.: Factores de emisión del sector Industrial

	Calderas Residuos biomasa, Licor negro, Arroz, Girasol	Caldera Carbón	Calderas Diesel
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	9.600E+01	9.718E+01	8.172E+01
CO	nd	8.530E-02	1.660E-02
CH_4	nd	1.024E-03	1.660E-04
NO_x	6.800E-02	2.337E-01	6.620E-02
SO_x	nd	1.037E+00	4.770E-01
Partículas	nd	1.239E+00	6.620E-03

Fuentes:

a) Calderas Residuos biomasa, Licor negro, Arroz, Girasol (Código IMPACTS: **IBB 1): IPCC;** Industrias Manufactureras y Construcción.

b) Calderas Carbón (Código IMPACTS: **ICB 1): EPA AP 42 (1998);** Bituminous-Fired Spreader Stoker (S 1.6% C 77.6%)

c) Calderas Diesel (Código IMPACTS: **IDB 1, IKC 1): EPA AP 42 (1998);** Uncontrolled Distillate Oil Fired Industrial Boilers.

Tabla B.7.d.: Factores de emisión del sector Industrial

	Motor diesel industrial	Motor Diesel (Gran tamaño)	Motor Nafta industrial
Gas	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**	**Factor de emisión (kg gas/GJ)**
CO_2	7.107E+01	7.094E+01	6.679E+01
CO	4.100E-01	3.490E-01	2.690E+01
CH_4	1.160E-01	3.100E-03	9.830E-01
NO_x	1.896E+00	1.322E+00	6.990E-01
SO_x	1.260E-01	3.472E-01	3.600E-02
Partículas	1.350E-01	3.000E-02	4.400E-02

Fuentes:

a) Motor Diesel Industrial (Código IMPACTS: **IDE 1): EPA AP 42 (1998);** Uncontrolled Industrial Diesel Engine.

b) Motor Diesel (Gran tamaño) (Código IMPACTS: **ILD 1): EPA AP 42 (1998);** Uncontrolled Large Diesel Engine (S 0,8%).

c) Motor Nafta Industrial (Código IMPACTS: **IGE 1): EPA AP 42 (1998);** Uncontrolled Industrial Gasoline Engine.

B.8. Sector Oferta de derivados de petróleo: Refinería

Para asignar los factores de emisión a la Refinería, representada por el Código IMPACTS **ORF 1**), se deben desarrollar factores globales, que tomen en cuenta las diferentes emisiones generadas en cada uno de los equipos que operan en la Refinería, pero que puedan aplicarse a la Refinería, vista como una sola unidad. Es conveniente expresar dichos factores en unidades de masa de contaminante por unidad energética de petróleo crudo procesado, ya que el flujo energético de petróleo crudo es la variable que ingresa a **ORF 1**.

Para desarrollar dichos factores de emisión globales, es necesario contar en primera instancia, con las características de cada uno de los equipos que producen emisiones gaseosas, y asignarle a cada unos de ellos los factores de emisión más adecuados. Utilizando estos factores y conociendo los consumos de combustible anuales de cada uno de los equipos considerados, se calculan las emisiones (expresadas en unidades de masa de contaminante por año) de los diferentes gases para cada equipo. Luego, se suman las emisiones de todos los equipos, obteniendo de esta forma las cantidades anuales emitidas de cada contaminante en la Refinería en su conjunto. Finalmente, a partir del volumen y del poder calorífico del crudo procesado anualmente, se calculan los factores de emisión globales por unidad de energía de crudo procesado.

En la Tabla B.8.a. se presentan los factores de emisión resultantes para la Refinería en su estado actual.

Tabla B.8.a.: Factores de emisión de la Refinería en su estado actual

	Refinería actual (kg/GJ crudo procesado)
CO_2	4,83E+00
CO	8,02E-04
CH_4	1,23E-04
NO_x	6,77E-03
SO_2	4.72E-02
MP	1,23E-03

Sin embargo, éstos factores no serán válidos una vez que se lleve a cabo la remodelación y ampliación que se está planificando realizar en la Refinería, y que se estima quedará finalizada en el año 2001. La misma tiene como objetivo adecuar sus instalaciones para poder competir en el mercado de combustibles nacional y regional, mediante el suministro de una mayor cantidad y calidad de productos, que permitan satisfacer los mercados previstos. A su vez, se planifica eliminar el plomo de las gasolinas, reducir el impacto ambiental de la planta y optimizar las utilidades. Para lograr estos objetivos se instalarán tres unidades nuevas de proceso, se efectuará la expansión de las unidades de destilación de crudo y de cracking catalítico, y se realizará la conversión a gas natural de todas las unidades que actualmente utilizan fueloil como combustible.

Siguiendo la misma metodología que se describió para el cálculo de los factores de emisión globales de la Refinería en su estado actual, pero sobre la base de los nuevos consumos de combustibles proyectados para la Refinería ampliada y de los distintos factores de emisión de los equipos nuevos y de los modificados, se calcula el factor de emisión global para la Refinería remodelada.

Tabla B.8.b.: Factores de emisión de la Refinería remodelada

	Refinería remodelada (kg/GJ crudo procesado)
CO_2	3,44E+00
CO	6,96E-04
CH_4	1,17E-04
NO_x	5,99E-03
SO_2	5,43E-02
MP	7,72E-05