



Esenerg S.A.
Malabia 1107 2º A
(1414) Capital Federal
Argentina
Tel.: +54 11 4778 9350

ANALISIS DEL POTENCIAL DE REDUCCION DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN EL SECTOR ELECTRICO DE LA REPUBLICA ARGENTINA

(Parte I: La Eficiencia Energética)

Preparado por Esenerg S.A. para la Fundación Vida Silvestre Argentina y para el WWF.

Marzo 2006



**FUNDACIÓN
VIDA SILVESTRE
ARGENTINA**



Grupo CAPSA



Este documento fue realizado gracias al aporte económico de WWF, Fundación Vida Silvestre Argentina y Grupo CAPSA.

Coordinador Técnico

Ing. Carlos G. Tanides

Autores

Dr. Ing. Gautam S. Dutt

Ing. Carlos G. Tanides

Ing. Enrique D. González

Arq. John M. Evans

Dra. Arq. Silvia de Schiller

Ing. Hernán Iglesias Furfaro

RESUMEN EJECUTIVO

Los Escenarios FVSA-WWF son un modelo, construido a partir de un conjunto de suposiciones explicitadas en el trabajo, que permite estimar de qué forma evolucionará la demanda energética para la Argentina entre los años 2006 y 2020. Su objetivo es cuantificar y visualizar los alcances de aplicar una Política en el Uso Eficiente de la Energía en Argentina fundamentalmente en el sector eléctrico así como también, aunque en menor medida, evaluar la eficiencia en el sector del gas, con el propósito de mitigar las emisiones de los gases de efecto invernadero. Simultáneamente y no menos importante es la contribución de este tipo de políticas a la seguridad energética nacional (posibilidad de sostener el abastecimiento energético e independencia energética) así como también al desarrollo económico. En otras palabras promover un desarrollo sustentable del sector energético argentino.

Este trabajo pretende, asumiendo el mantenimiento del modelo existente, mostrar las oportunidades y los beneficios asociados a una estrategia más agresiva para reducir la generación y el consumo de la energía en comparación con los escenarios de referencia.

A partir de los supuestos utilizados se han construido dos escenarios alternativos, el FVSA 1 y el FVSA 2, que comprenden dos niveles de políticas a implementar. En el primer caso se trata de un nivel ambicioso pero factible de medidas a implantar que es el que se recomienda en el trabajo, mientras que el segundo indica cual sería la “reserva” máxima a obtener por medio de la eficiencia energética detectada al momento de elaboración de este informe.

El resultado es una cuantificación de la magnitud de los beneficios a obtener, e identificación de las áreas prioritarias de trabajo y las acciones que deben implementarse para captar estos beneficios. En síntesis, este informe busca aumentar la conciencia acerca de las posibilidades que brindan la eficiencia energética en la mitigación de las emisiones de los GEI y otros impactos ambientales y socioeconómicos y adicionalmente, promover la participación y la iniciativa de los actores del sector para que se conviertan en líderes de este proceso.

Este mismo ejercicio fue encarado por WWF en 18 países en todo el mundo incluidos Estados Unidos, España, Inglaterra, Japón, Filipinas y Brasil entre otros.

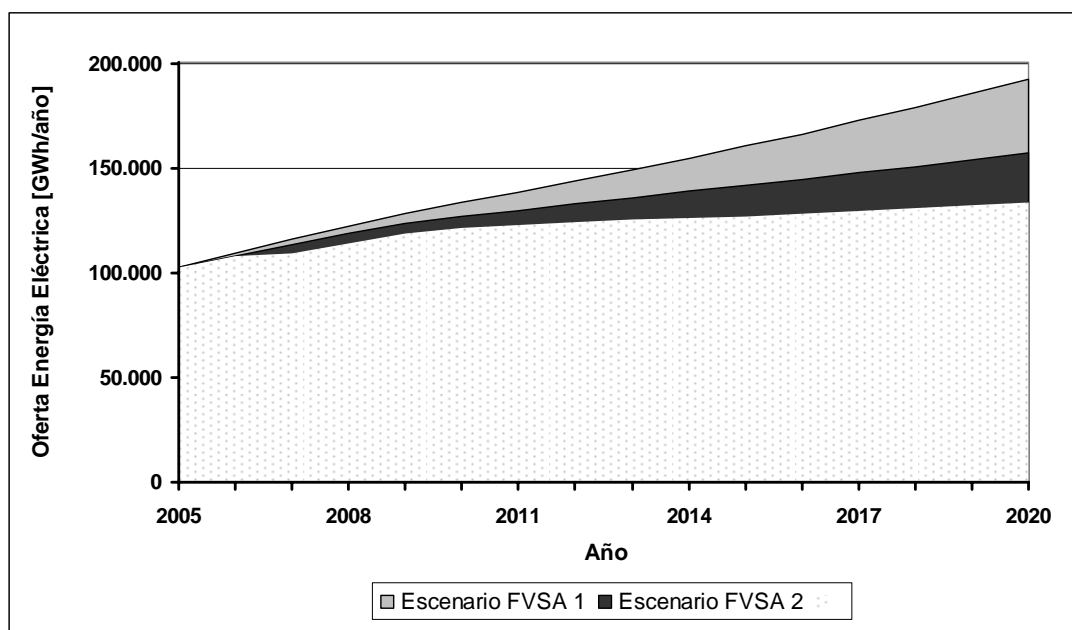
Los resultados más destacados del trabajo se aprecian a continuación.

Escenario de referencia (o tendencial) sin políticas de eficiencia energética

- ◇ El escenario de referencia pronostica que se necesitará un crecimiento de la oferta de energía eléctrica durante el período 2006-2020 que pasará de los 103 TWh/año a los 193 TWh/año lo que **implica un incremento del 87%.**
- ◇ El cumplimiento de este escenario requiere un aumento de la potencia instalada del orden de los 17.500 MW, lo cual implicaría la construcción y/o ampliación de 22 centrales eléctricas: 12 centrales termoeléctricas de ciclo combinado por 12.955 MW, 1 central nuclear (Atucha II – 745 MW) y el montaje y/o finalización de 9 emprendimientos hidroeléctricos por 3.800 MW.
- ◇ Se prevé, a su vez que las **emisiones de CO₂** en el sector eléctrico se incrementarán de 31.220 Gg CO₂ (2006) a 49.708 Gg CO₂ (+59,2%) en el 2020, siempre y cuando sea posible disponer del gas natural necesario para soportar esta estructura de generación.

ESCENARIOS ENERGÉTICOS FVSA- WWF (2006-2020)**Escenarios FVSA 1 y FVSA 2 con políticas de eficiencia energética****SECTOR ELÉCTRICO**

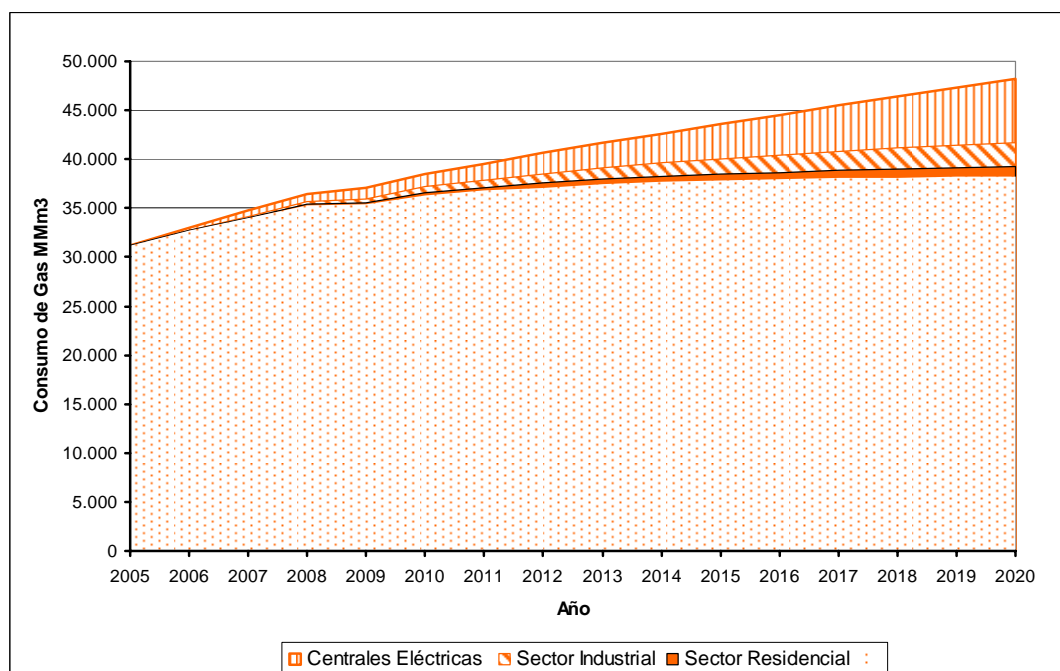
- ◇ En términos generales puede observarse en los *Escenarios FVSA 1 y FVSA 2* un ahorro en la oferta de energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda al año 2020 que oscila entre los 35 a 59 TWh/año o sea, entre un 18,3 a un 30,4% de la oferta respectivamente.
- ◇ En el año 2020 en el *Escenario FVSA 1* los tres sectores principales alcanzan potenciales de ahorro en términos absolutos similares del orden de los 9 TWh cada uno. Los sectores residencial y el comercial y público lo producen más rápidamente lo cual desde el punto de vista de las emisiones y de la seguridad eléctrica constituyen un factor a tener en cuenta a la hora del desarrollo de políticas ambientales y energéticas.
- ◇ Dentro del **Sector Industrial**, vemos que el ahorro está dado principalmente por la magnitud que adquiere este sector en el escenario a 2020 respecto a los otros, lo que compensa un potencial de ahorro relativo dentro del sector sustancialmente menor que en el caso de los sectores Residencial y Comercial y Público. En términos absolutos el ahorro para el año horizonte es de 9.254 GWh/año (11,6%) en el *Escenario FVSA 1* y 11.374 GWh/año (14,3%) en el *FVSA 2*.
- ◇ El **Sector Residencial** muestra un ahorro muy importante debido a dos circunstancias fundamentales, un gran potencial de ahorro en cada uno de los usos finales por un lado, y una relativamente corta vida útil de los artefactos por el otro, que permiten que estos potenciales puedan ser captados ampliamente. Este valor alcanza en el año horizonte los 9.470 GWh/año (24%) en el *Escenario FVSA 1* y los 17.900 GWh (46%) en el *Escenario FVSA 2* del consumo en el sector residencial.
- ◇ El **Sector Comercial y Público** al igual que el sector residencial, muestra un potencial de ahorro muy importante debido a un gran potencial de ahorro en cada uno de los usos finales por un lado, y una relativa corta vida útil de los usos finales por el otro que permite que estos potenciales puedan ser captados ampliamente. El ahorro asciende a los 9.000 GWh/año (27%) en el *Escenario FVSA 1* y los 16.700 GWh/año (50%) en el *Escenario FVSA 2*.
- ◇ Existe un interesante potencial de ahorro en el **Alumbrado Público** y en menor medida en **Transformadores de Distribución Eléctrica**.
- ◇ Claramente el uso final con mayor potencial de ahorro es la **iluminación** (residencial, comercial y pública, y alumbrado público) sobre todo si se considera que el ahorro puede ser obtenido muy rápidamente merced a una corta vida útil de los equipos. Siguen en importancia los **sistemas accionados por motores eléctricos industriales**, y las **heladeras y freezers** y el **standby** en el sector residencial.
- ◇ Los *Escenarios FVSA 1 y 2* conducen a una interesante **reducción en la construcción de nuevas centrales eléctricas**, que oscilan entre 5 y 8 suponiendo módulos de centrales térmicas de ciclo combinado de 800MW. Las medidas, recién comienzan a tener efecto en el periodo 2010-2015, y resultan más contundentes en el 2015-2020 en donde las políticas de promoción de la eficiencia son más efectivas ya que la demanda de electricidad reduce considerablemente su ritmo de crecimiento debido a su implementación.



Evolución de la Oferta de Energía Eléctrica en el período 2006-2020 según los Escenarios de Referencia, FVSA 1 y FVSA 2.

SECTOR DEL GAS NATURAL

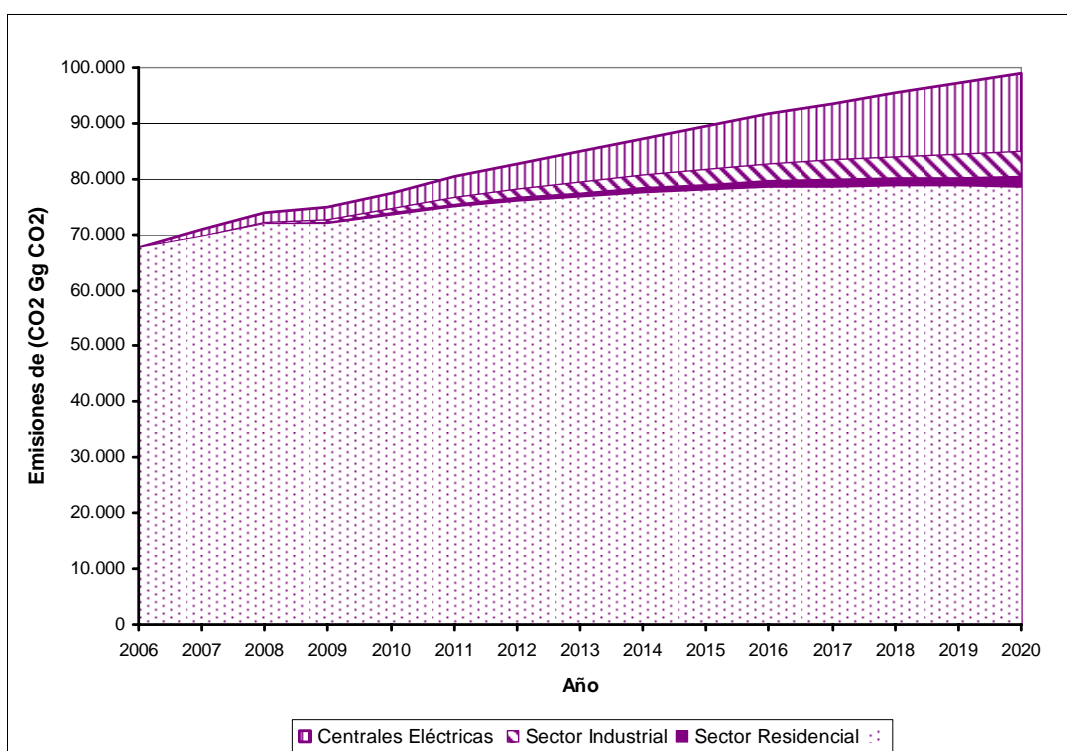
- ◊ Las medidas evaluadas en este sector son: i) reducción en el consumo de centrales por eficiencia en el sector eléctrico, ii) eficiencia en el sector industrial, iii) normativas constructivas en el sector residencial y iv) eficiencia en el equipamiento residencial. Estas políticas conducen a un ahorro total que oscila entre el 27,4 MMm³/día y los 39,5 MMm³/día de gas natural en el 2020 dependiendo del escenario.



Evolución del consumo de gas natural en centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial para el Escenario de Referencia y para el FVSA 1 en el período 2006-2020.

EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

- ◇ Suponiendo que con todo el ahorro en los *Escenarios FVSA 1 y 2* se difiera la construcción de Centrales Térmicas de Ciclo Combinado que quemen gas natural podrían evitarse al menos entre 5 y 8 centrales térmicas de 800 MW respectivamente en el año horizonte. En estos escenarios también intervienen otros combustibles, consecuentemente, en este caso, el **ahorro de emisiones de CO₂**, podría alcanzar un máximo que oscilaría entre los 14.198 Gg CO₂ y los 23.817 Gg CO₂ (29 a 48% de ahorro en emisiones) en el sector eléctrico.
- ◇ Si a la mitigación anterior se le agrega la producida en el sector industrial por eficiencia en el uso del gas natural y en el sector residencial con medidas de eficiencia en artefactos de gas natural y normas constructivas, los ahorros de emisiones alcanzan en total los 20.550 Gg CO₂ (-20,7%) y 30.169 Gg CO₂ (-30,5%) para los *Escenarios FVSA 1 y 2* respectivamente.



Emisiones de GEI en el período 2006-2020 provenientes de centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial para el Escenario de Referencia y el FVSA 1.

BENEFICIOS ECONÓMICOS

- ◇ La postergación de incorporación de centrales al parque de generación eléctrica tiene asociado el aplazamiento de las correspondientes inversiones y el ahorro de los costos financieros evitados. Sin considerar los costos de los gasoductos, la expansión de las redes de transmisión y distribución de la energía eléctrica, el eventual incremento en el costo de los energéticos ni las externalidades ambientales estos valores alcanzan entre millones US\$ 2.000 y millones US\$ 3.200 en el período 2006-2020 para los *Escenarios FVSA 1 y 2* respectivamente respecto al *Escenario de Referencia*.
- ◇ En una estimación preliminar de los ahorros de gas natural en generación termoeléctrica, considerados los consumos de gas natural del parque térmico por subperíodos, éstos varían entre los millones US\$ 2.000 y los millones US\$ 3.500 en el período 2006-2020 para los *Escenarios FVSA 1 y 2* respectivamente.

- ◇ El costo que conlleva el iniciar, administrar, operar y monitorear las políticas de eficiencia, para lo cual deben destinarse recursos humanos y financieros, puede estimarse en un principio que oscile entre los millones US\$ 250 y millones US\$ 350, para el período 2006-2020, señalando un claro beneficio económico neto de aplicar políticas de uso eficiente de la energía frente al Escenario de Referencia.

INDICE

CAPITULO I. INTRODUCCION	18
1. INTRODUCCION	18
1.1 Objetivos de los Escenarios	18
1.2 Organización del informe	19
2. EL SECTOR ENERGETICO ARGENTINO.....	19
2.1 Los recursos energéticos	19
2.2 El consumo de energía por fuente y sector	21
3. SITUACION DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO	23
3.1 Evolución del Mercado Eléctrico Argentino 1992 – 2003.....	23
3.1.1 <i>La transformación del Sector Eléctrico Argentino</i>	23
3.1.2 <i>Principales característica de la regulación eléctrica</i>	24
3.1.3 <i>La oferta de generación</i>	26
3.1.4 <i>Transporte de energía eléctrica</i>	28
3.1.5 <i>Evolución del consumo de energía eléctrica</i>	29
3.1.6 <i>La demanda de energía y potencia en el MEM</i>	30
3.1.7 <i>El intercambio de energía eléctrica en la Región</i>	30
4. SITUACION DEL SECTOR GASIFERO ARGENTINO	31
4.1 Consumo de gas natural	31
4.2 Consumo de gas natural en la Industria	32
4.3 Reservas de gas natural	33
5. PRECIOS, TARIFAS Y POLÍTICAS	34
5.1 Formación del precio del gas natural y la energía eléctrica	34
5.1.1 <i>Formación del precio del gas natural</i>	34
5.1.2 <i>Formación del precio de la energía eléctrica</i>	37
5.2 Políticas ambiental, de eficiencia energética y de energías renovables	39
5.2.1 <i>La política ambiental en el sector eléctrico</i>	39
5.2.2 <i>La política de uso eficiente de la energía</i>	40
5.2.3 <i>La política de promoción de las energías renovables</i>	41
5.2.4 <i>La política energética y el Cambio Climático</i>	42
CAPITULO II – CONCEPTO DE EFICIENCIA ENERGETICA Y ESCENARIOS.....	44
6. USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA	44
6.1 Usos Finales de la energía.....	44
6.2 Estrategia Energética en base a los Usos Finales.....	45
6.3 Otras Posibilidades de Ahorro	47
6.4 Barreras a la eficiencia.....	49
6.5 Medidas para superar las barreras y capturar el Potencial de Ahorro.....	51
6.5.1 <i>Programas de Etiquetado de Eficiencia Energética</i>	52
6.5.2 <i>Valores de Consumo Máximo (VCM)</i>	54
6.5.3 <i>Educación y Difusión</i>	54
6.5.4 <i>Compras centralizadas de instituciones, empresas, etc.</i>	55
6.5.5 <i>Mecanismos de financiación</i>	55

7.	ESCENARIOS ENERGÉTICOS	55
7.1	Escenario de Referencia o Business as Usual	56
7.2	Escenario Alternativo FVSA 1	56
7.3	Escenario Alternativo FVSA 2.....	57
8.	REFERENCIAS DEL CAPÍTULO II	59

CAPITULO III. ESCENARIO DE REFERENCIA..... 60

9.	ESCENARIO DE REFERENCIA.....	60
9.1	Escenario Socio Económico	60
9.1.1	<i>PBI</i> 60	
9.1.2	<i>Población</i> 60	
9.2	Escenario Energético.....	61
9.2.1	<i>Relación Energía – PBI</i> 61	
9.2.2	<i>Requerimientos futuros de energía</i> 62	
9.3	Proyecciones del consumo de energía eléctrica	62
9.3.1	<i>Residencial</i> 63	
9.3.2	<i>Industrial</i> 64	
9.3.3	<i>Comercial</i> 69	
9.3.4	<i>Otros sectores</i> 70	
9.3.5	<i>Proyección Energía Eléctrica Facturada Total Servicio Público</i> 70	
9.3.6	<i>Proyecciones de Demanda del MEM / MEMSP</i> 71	
9.4	Proyecciones de consumo de gas natural	71
9.4.1	<i>Demanda Doméstica de gas natural</i> 71	
9.4.2	<i>Demanda de Exportación de gas natural</i> 73	
9.5	Escenario de Referencia Oferta de Energía Eléctrica.....	73
9.5.1	<i>Proyectos de Generación Eléctrica</i> 73	
9.5.2	<i>Proyectos de Transporte de Energía Eléctrica</i> 74	
9.5.3	<i>Resultados del Escenario de Oferta Eléctrica de Referencia</i> 74	
9.5.4	<i>Cálculo de emisiones de CO₂</i> 76	
9.6	Escenario de Referencia de Gas Natural	77

CAPITULO IV – ESCENARIO ALTERNATIVO FVSA..... 79

10.	SECTOR ELÉCTRICO	79
10.1	Sector Residencial	79
10.1.1	<i>Conservación de Alimentos (Heladeras y Congeladores)</i> 80	
10.1.2	<i>Iluminación Residencial</i> 87	
10.1.3	<i>Artefactos en modo de espera – (Standby)</i> 90	
10.1.4	<i>Otros electrodomésticos</i> 93	
10.2	Sector Industrial	95
10.2.1	<i>Ahorro en SAMEs y No SAMEs</i> 96	
10.3	Sector Comercial y Público.....	101
10.3.1	<i>Medidas Operativas para el Ahorro de Energía</i> 102	
10.3.2	<i>Acciones de Inversión Programada</i> 105	
10.3.3	<i>Eficiencia en las construcciones de nuevos edificios</i> 108	
10.3.4	<i>Empresas de Servicio Energético</i> 108	
10.3.5	<i>Estimación del Potencial de Ahorro para la Argentina</i> 109	
10.3.6	<i>Estimación de los Escenarios para la Argentina</i> 111	
10.3.7	<i>El resto del consumo (“no iluminación”)</i> 113	
10.4	Otros Sectores	115
10.4.1	<i>Alumbrado Público</i> 115	
10.4.2	<i>Transformadores de Distribución</i> 119	

11.	SECTOR DEL GAS NATURAL.....	124
11.1	Sector Industrial.....	124
11.2	Sector Residencial: normativas constructivas y eficiencia en artefactos de gas	126
11.2.1	<i>Normas constructivas</i>	126
11.2.2	<i>Artefactos de Gas Natural Eficientes</i>	137
11.3	Conclusiones.....	138
12.	REFERENCIAS DEL CAPÍTULO IV.....	139

CAPITULO V. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....142

13.	SECTOR ELÉCTRICO	142
13.1	Sector Industrial	144
13.2	Sector Residencial.....	145
13.3	Sector Comercial y Público	146
13.4	Otros	147
13.5	Ahorros a nivel de los usos finales	148
14.	SECTOR DEL GAS NATURAL.....	150
15.	AHORRO DE EMISIONES DE GEI	152
16.	BENEFICIOS ECONOMICOS	153
17.	ESCENARIOS FVSA Y POLÍTICAS A IMPLEMENTAR EN LA ARGENTINA 157	
17.1	Sistema de Etiquetado de Eficiencia Energética.....	157
17.2	Estándares de eficiencia mínima.....	159
17.3	Buenas Prácticas en los Sectores Industrial y Comercial y Público	160
17.4	Comunicación y difusión. Capacitación de profesionales	161
17.5	Otros mecanismos.....	161
17.6	Marco legal y Regulatorio	162

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Oferta Interna de Energía Primaria Año 2003	20
Tabla 2. Reservas, Potencial y Producción de Energía Primaria	21
Tabla 3. Consumo Final de Energía Año 2003	21
Tabla 4. Consumo Final por Sector Año 2003	22
Tabla 5. Consumo de Energía - Tasas Medias de Variación (%).	22
Tabla 6. Potencia Nominal Instalada 2003 por Sistema - Resumen Total País - en MW	26
Tabla 7. Estructura de la Potencia Nominal Instalada en Generación en 2003.	27
Tabla 8. Oferta de Generación de Energía Eléctrica Total País Año 2003 - En GWh	27
Tabla 9. Evolución de la Generación Térmica por Tipo de Combustible. en GWh	27
Tabla 10. Evolución de la Generación Térmica por Tipo de Combustible. en %	28
Tabla 11. Potencia Efectiva Bruta Instalada en el MEM. en MW	28
Tabla 12. Sistema Argentino de Interconexión	29
Tabla 13. Energía Eléctrica Facturada Servicios Públicos en GWh, en %, y Tasa de Crecimiento en % .	29
Tabla 14. Gas Entregado por Tipo de Usuario en MM m ³ / día de 9.300 kcal, Participación % y Tasa de Crecimiento %	31
Tabla 15. Industria Manufacturera Consumo de Gas Natural por Rama de Actividad Grandes Usuarios (1) en MM m ³ /día	33
Tabla 16. Reservas de Gas Natural por Cuenca - MM m ³ - Año 2004	34
Tabla 17. Emisiones Sector de Generación Térmica	40
Tabla 18. Usos finales de la energía eléctrica	44
Tabla 19. Medidas de uso eficiente de la energía eléctrica a nivel de uso final.	48
Tabla 20. Escenario de PBI.	60
Tabla 21. Valores Iniciales y Finales de las Variables Utilizadas en el Escenario de Referencia	63
Tabla 22. Valor Agregado Bruto a Precios de Productor en pesos de 1993	64
Tabla 23. Tasas de Crecimiento 1993 – 2005 en %	64
Tabla 24. Estructura de Participación por Tipo de Actividad en %	64
Tabla 25. Escenario de Evolución del Valor Agregado Bruto- Tasas de Crecimiento en %	65
Tabla 26. Estructura de Participación por Tipo de Actividad en %	65
Tabla 27. Consumo Final Total de Energía del Sector Industrial en miles de TEP y Estructura de Participación en %	65
Tabla 28. Tasas de Crecimiento en %	66
Tabla 29. Proyección Consumo Final de Energía en la Industria en miles de TEP y Estructura de Participación en %	68
Tabla 30. Proyección de Tasas de Crecimiento en %	68
Tabla 31. Proyección consumo Energía Eléctrica Sector Industrial en GWh y Estructura de Participación en %	69

Tabla 32. Tasas de Crecimiento en Energía Eléctrica Sector Industrial en %	69
Tabla 33. Proyección Energía Eléctrica Facturada Servicio Público en GWh y Estructura de Participación en %	70
Tabla 34. Tasas de Crecimiento en Energía Eléctrica Facturada Servicio Publico %	70
Tabla 35. Proyección Demanda del MEM / MEMSP en GWh.....	71
Tabla 36. Tasas de Crecimiento Demanda del MEM / MEMSP en %.	71
Tabla 37. Proyección del Consumo de Gas Natural por Sector en MMm ³ y Participación en %	72
Tabla 38. Tasas de Crecimiento del Consumo de Gas Natural por Sector en %	72
Tabla 39. Proyección Exportación de Gas Natural en MMm ³ /día	73
Tabla 40. Ingreso de Equipamiento en el MEM / MEMSP 2006 - 2020	75
Tabla 41. Balance de Energía MEM / MEMSP en GWh.....	76
Tabla 42. Estructura de Generación en % (2005-2020)	76
Tabla 43. Factores de Conversión de Emisiones.....	76
Tabla 44. Consumo Total de Combustible para Generación Térmica (2005-2020)	77
Tabla 45. Emisiones de CO ₂ en Gg CO ₂	77
Tabla 46. Escenario de Referencia de Consumo de Gas Natural en Sector Industrial en 10 ⁶ m ³	78
Tabla 47. Límite superior de consumo energético según clase de etiqueta de eficiencia energética de heladeras con o sin congelador para una heladera de dimensión típica en cada categoría.....	82
Tabla 48. Parque de heladeras en Argentina, 2001.	83
Tabla 49. Heladeras y freezers. Proporción de ventas según clase de eficiencia a partir de un sistema de etiquetado instalado en 2006.	85
Tabla 50. Proporción de ventas según clase de eficiencia a partir de un sistema de etiquetado instalado en 2006, una normativa de eficiencia mínima efectiva a partir del 2011 y normas más estrictas efectivas a partir de 2015.	85
Tabla 51. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh) de heladeras y congeladores residenciales correspondientes a los escenarios de (a) referencia, (b) sistema de etiquetado, (c) FVSA 1 y (d) FVSA 2.	85
Tabla 52. Evolución del potencial de reducción en <i>potencia media</i> (MW) correspondientes a los distintos escenarios: (a) referencia, (b) sistema de etiquetado, (c) FVSA 1 y (d) FVSA 2.	86
Tabla 53. Evolución del potencial de reducción en <i>potencia en punta</i> (MW) correspondientes a los distintos escenarios: (a) eficiencia congelada, (b) sistema de etiquetado, (c) etiquetado seguido por normativa y (d) ahorro máximo.	87
Tabla 54. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh) en la iluminación residencial correspondiente a los escenarios de (a) referencia, (b) etiquetado, (c) FVSA 1 y (d) FVSA 2.	90
Tabla 55. Evolución de los escenarios de consumo de energía eléctrica (GWh) del sector residencial en los escenarios de a) Referencia, b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en standby. (*).....	92
Tabla 56. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh/año) del sector residencial en los escenarios de a) Referencia, b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en equipos de Aire Acondicionado. (*).....	94
Tabla 57. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh/año) del sector residencial en los escenarios de 1) Referencia, 2) FVSA 1 y 3) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en lavarropas. (*).....	95

Tabla 58. Distribución del Potencial de Ahorro por tipo de medidas halladas para los SAMEs del Sector Industrial argentino.....	97
Tabla 59. Evolución de los escenarios de consumo de energía eléctrica (GWh) del Sector Industrial: a) de referencia, b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en Sistemas Accionados por Motores Eléctricos.....	99
Tabla 60. Evolución de los escenarios de consumo de energía eléctrica (GWh) del Sector Industrial: a) referencia; b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en No SAMEs.	99
Tabla 61. Evolución de los ahorros de consumo de energía eléctrica (GWh) del Sector Industrial incluyendo las medidas de SAMEs + no SAMEs.	100
Tabla 62. Consumo anual de energía eléctrica en la iluminación por tipo de lámpara, 2000.....	110
Tabla 63. Suposiciones básicas para la estimación de la potencia conectada y el consumo energético anual por iluminación en los edificios comerciales y públicos, datos para el año 2000.....	111
Tabla 64. Consumo de energía eléctrica (GWh) para la iluminación en edificios comerciales y públicos correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.	112
Tabla 65. Evolución del potencial de reducción en <i>potencia en punta</i> (MW) por la demanda de iluminación correspondientes a los distintos escenarios: (a) Referencia, (b) FVSA 1, (c) FVSA 2.	113
Tabla 66. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh) para usos que no fuera la iluminación en edificios comerciales y públicos correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.....	113
Tabla 67. Evolución del potencial de reducción en <i>potencia en punta</i> (MW) por la demanda de no “iluminación” correspondientes a los distintos escenarios: (a) referencia, (b) FVSA 1, y (c) FVSA 2.....	114
Tabla 68. Consumo anual de energía eléctrica en la iluminación por tipo de lámpara, 2000.	117
Tabla 69. Consumo de energía eléctrica (GWh) para el alumbrado público correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.....	118
Tabla 70. Evolución del potencial de reducción en <i>potencia en punta</i> (MW) por la demanda del alumbrado público en los distintos escenarios: (a) Referencia; (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.	118
Tabla 71. Pérdidas y ahorros estimados en transformadores.....	119
Tabla 72. Comparación de la aplicación de los umbrales de pérdidas propuestos por la norma IRAM 2250 y la combinación CENELEC C-C' para una curva carga típica del sector residencial argentino?	122
Tabla 73.. Medidas y potenciales de ahorro en transformadores de distribución.....	122
Tabla 74. Pérdidas de energía eléctrica (GWh/año) en transformadores de distribución correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.....	123
Tabla 75. <i>Escenarios de Referencia y FVSA</i> de consumo de gas natural en sector industrial en 10^6 m^3	125
Tabla 76. Variación del consumo de gas (en $\text{m}^3/\text{día}$) ante un cambio de un grado Celsius en la temperatura media durante el período invernal.	130
Tabla 77. Valores estimados del coeficiente volumétrico de perdidas de calor y el potencial de ahorro de combustible, con distintas mejoras de las características térmicas de la envolvente.....	132
Tabla 78. Demanda anual de gas natural para calefacción en el sector residencial según cuatro escenarios acumulativos (en miles de m^3 de gas).....	134
Tabla 79. Ahorro anual en la demanda de gas natural en miles de m^3	134
Tabla 80. <i>Escenarios de Referencia y Alternativo FVSA</i> de consumo de gas natural en los sector industrial y residencial en $\text{MM m}^3/\text{año}$	138

Tabla 81. Ahorro de energía eléctrica por sector en el período 2006-2020, expresado en GWh/año para el escenario FVSA 1.	142
Tabla 82. Ahorro de energía eléctrica por sector en el período 2006-2020, expresado en GWh/año para el escenario FVSA 2.	143
Tabla 83. Potencial de ahorro en el Sector Industrial por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.	144
Tabla 84. Tasa anual promedio de crecimiento según distintos escenarios.	145
Tabla 85. Potencial de ahorro en el Sector Residencial por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.	145
Tabla 86. Comportamiento del Sector Residencial frente a los tres escenarios.	146
Tabla 87. Potencial de ahorro en el Sector Comercial y Público por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.	147
Tabla 88. Potencial de ahorro en el Sector Comercial y Público por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.	147
Tabla 89. Ahorro de energía por uso final en GWh/año en año 2020.	148
Tabla 90. Entrada de centrales eléctricas en el período 2005-2020 según el Escenario de Referencia y el Escenario Alternativo FVSA 1 y 2.	150
Tabla 91. Escenarios de consumo de gas en el período 2006-2020 en centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.	150
Tabla 92. Escenarios de emisiones provenientes de Centrales Eléctricas y consumo de gas natural en los sectores Industrial y Residencial en Gg CO ₂	152
Tabla 93. Tabla Postergación de inversiones en Centrales de Ciclo Combinado	154
Tabla 94. Ahorro de gas natural en generación térmica.	155

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Variaciones Demanda Neta y Potencia Máxima del MEM.....	30
Figura 2. Importación y exportación de energía eléctrica total de Argentina.....	31
Figura 3. PBI vs. Consumo Final de Energía en los países de la OECD Fuente: Laponche et al., 1997, p.70	46
Figura 4. PBI vs. Consumo Final de Energía en la Argentina.....	46
Figura 6. Etiquetas de eficiencia energética utilizadas en: EUA (izquierda) y en la Unión Europea y próximamente en Argentina (derecha)	53
Figura 7. Proyección de la evolución del consumo energético según distintos escenarios	57
Figura 8. Ejemplo de distintos Escenarios de Emisiones de CO ₂	58
Figura 9. Oferta Interna de Energía y PBI en el período 1990-2004.....	61
Figura 10. Proyección de la Oferta Interna de Energía y PBI para el período 2004-2020	62
Figura 11. Consumo Final de Energía y Valor Agregado Bruto de la Industria (1993-2003).....	66
Figura 12. Intensidad Energética del Sector Industrial (1993-2003).....	67
Figura 13. Tendencia de Crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica en el Sector Industrial (1993-2003).....	68
Figura 14. Tendencia de Crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica en el Sector Comercial (1990-1993).....	69
Figura 15. Evolución del consumo de energía eléctrica anual del parque de heladeras comercializado en los EUA [Wiel y McMahon, 2001]	81
Figura 16. La etiqueta de eficiencia energética de heladeras en la Unión Europea.....	82
Figura 17. La mayoría de las heladeras vendidas en la Unión Europea en 1992 pertenecían a las clases D y E de eficiencia energética. En el año 2003, la mayoría pertenecían a A y B, con un número de modelos con categorías A+ y A++, clases que no existían cuando el sistema de etiqueta fue diseñado originalmente.	83
Figura 18. Evolución del consumo energético en heladeras y congeladores residenciales en Argentina, 2005-2020, para cuatro escenarios: (a) referencia (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.	87
Figura 19. Evolución del consumo energético en iluminación residencial en Argentina, 2006-2020, para tres escenarios: (a) referencia; (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.....	90
Figura 20. Evolución del Escenario Residencial para las opciones Referencia, FVSA 1 y FVSA 2 considerando la aplicación de políticas de reducción del standby.....	93
Figura 21. Detalle del <i>Escenario FVSA 1</i> (2006-2020) de demanda de energía eléctrica en el Sector Industrial argentino, con medidas de eficiencia en SAMEs y No SAMEs.....	100
Figura 22. Detalle del <i>Escenario FVSA 2</i> (2006-2020) de demanda de energía eléctrica en el Sector Industrial argentino con medidas de eficiencia en SAMEs y No SAMEs.....	101
Figura 23. Comparación entre el <i>Escenario FVSA 1</i> y el <i>FVSA 2</i> de demanda de energía eléctrica en el Sector Industrial argentino con medidas de eficiencia en SAMEs y No SAMEs para el período 2006-2020.	101
Figura 24. Evolución del consumo energético en la iluminación de los edificios comerciales y públicos en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) <i>Referencia</i> ; (b) <i>FVSA 1</i> ; y (c) <i>FVSA 2</i>	112

Figura 25. Consumo energético en usos distintos a la iluminación en los edificios comerciales y públicos en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) <i>Referencia</i> ; (b) <i>FVSA 1</i> ; y (c) <i>FVSA 2</i>	114
Figura 26. Consumo energético total en los edificios comerciales y públicos en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) <i>Referencia</i> ; (b) <i>FVSA 1</i> ; y (c) <i>FVSA 2</i>	115
Figura 27. Evolución del consumo energético en alumbrado público en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) <i>Referencia</i> ; (b) <i>FVSA 1</i> ; y (c) <i>FVSA 2</i>	118
Figura 28. Evolución de las pérdidas de energía en transformadores de distribución en Argentina, 2006-2020, para 2 escenarios: (a) <i>Referencia1</i> ; (b) <i>FVSA 1</i> y (c) <i>FVSA 2</i>	123
Figura 29. <i>Escenario de Referencia y Alternativo FVSA</i> para la demanda de Gas Natural en el Sector Industrial en el período 2006-2020.	126
Figura 30. Gas entregado por sector, 2004. (Energas, 2006a). SBD = Sub-distribuidores	127
Figura 31. Variación estacional de la demanda de gas en el sector residencial, 2001-5.....	128
Figura 32. Variación del consumo específico en función de la temperatura media mensual, para las subzonas tarifarias sin subsidio (todo el país excepto Patagonia, Provincia de La Pampa y Departamento Malargue en la Provincia de Mendoza) Fuente Energas, 2006b.	129
Figura 33. Variación del consumo específico en función de la temperatura media mensual, para las subzonas tarifarias sin subsidio, considerando los meses invernales. Las rectas son ajustes lineales a los datos observados. Energas, 2006c.....	130
Figura 34. Zonas Bioambientales definidas en la Norma IRAM 11.603 (1996).	131
Figura 35. Demanda de gas para calefacción según cuatro escenarios acumulativos: sin nuevas medidas (<i>Referencia</i>), mejoras térmicas en techos, mejoras térmicas en techos y muros, mejoras térmicas en techos, muros y ventanas.....	133
Figura 36. Escenarios de <i>Referencia</i> y <i>Alternativo FVSA</i> de consumo de gas natural incorporando medidas en el Sector Industrial y en el Sector Residencial en normativas constructivas más artefactos de calefacción y calentamiento de agua.....	139
Figura 37. Ahorro porcentual por sector de consumo en el Escenario <i>FVSA 1</i> (izquierda) y <i>FVSA 2</i> (derecha).....	143
Figura 38. Evolución de la Oferta de Energía Eléctrica en el período 2006-2020 según los Escenarios de <i>Referencia</i> , <i>FVSA 1</i> y <i>FVSA 2</i>	144
Figura 39. Ahorro porcentual en el Sector Residencial por uso final en el Escenario <i>FVSA 1</i> (izquierda) y <i>FVSA 2</i> (derecha) en el año 2020.	146
Figura 40. Distribución del ahorro de energía por usos finales en el año 2020 en el Escenario <i>FVSA 1</i>	148
Figura 41. Distribución del ahorro de energía por usos finales en el año 2020 en el Escenario <i>FVSA 2</i>	149
Figura 42. Escenarios <i>FVSA 1</i> de consumo de gas en el período 2006-2020 en centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.	151
Figura 43. Escenarios <i>FVSA 2</i> de consumo de gas en el período 2006-2020 en centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.	151
Figura 44. Escenarios <i>FVSA 1</i> de Emisiones de GEI en el período 2006-2020 provenientes de centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.	153
Figura 45. Escenarios <i>FVSA 2</i> de Emisiones de GEI en el período 2006-2020 provenientes de Centrales Eléctricas, Sector Industrial y Sector Residencial.....	153

CAPITULO I. INTRODUCCION

1. INTRODUCCION

La información sobre el Cambio Climático que emerge de estudios científicos tales como el Tercer Informe de Evaluación (TIE) del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2001)¹ y de otras numerosas publicaciones, señala cada vez con más contundencia el desalentador panorama del impacto que tendrá sobre la naturaleza y nuestra sociedad este fenómeno, por un lado, y su fuerte conexión con la actividad humana, por el otro. En muchos casos la información advierte sobre impactos ya producidos sobre los ecosistemas y, en un futuro, de los cambios y extinción de un gran número de especies. El incremento de temperaturas previsto dentro de un rango que abarca entre los 1,4 y los 5,8 °C amenaza enormemente a la biodiversidad, razón por la cual la WWF ha estado trabajando en los últimos nueve años para minimizar el calentamiento global y, de esta manera, evitar los peligrosos efectos sobre los ambientes naturales, la vida silvestre y el ser humano.

A partir de estos estudios, también, surge con claridad que existe un límite de 2 °C de sobreelevación de temperatura –respecto a los niveles preindustriales– a partir del cual los impactos ambientales se tornan extremadamente adversos, razón por la cual la WWF, la Unión Europea y diversos países han aceptado este valor como un marco de referencia para definir la meta de emisiones máximas y la profundidad que deberán tener los programas de mitigación y de adaptación. Este tope de sobreelevación de temperatura determina que la concentración del dióxido de carbono no supere las 400 ppmv (partes por millón en volumen), lo cual se traduce en que las emisiones deberán alcanzar un máximo y luego declinar fuertemente en el término de los próximos veinte años. Esto, dadas las actuales estructuras energéticas y el camino que siguen las emisiones representa un tremendo desafío para nuestra sociedad, que puede ser superado, no sin dificultad, a partir de la fuerte convicción y compromiso de todos los sectores involucrados.

1.1 Objetivos de los Escenarios

Los *Escenarios Energéticos Alternativos* buscan proveer una visión del sector eléctrico argentino para el año 2020 encaminado en una senda de sustentabilidad, desarrollando un escenario cuantitativo y cualitativo, ambicioso y a la vez viable, del potencial de reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de otros impactos ambientales y socioeconómicos en el Sector Eléctrico de la República Argentina, dentro del período 2006 a 2020.

Para ello, en esta etapa se estudia en detalle cuál puede ser la contribución de la *eficiencia energética* en el uso de la energía eléctrica dentro de los sectores industrial, residencial y comercial + público, considerando el potencial de ahorro energético que tienen los distintos usos finales a partir de la implementación de distintas políticas y programas de acción.

Adicionalmente, dada su fuerte conexión con la estructura de emisiones de la Argentina y de su vínculo con el sector eléctrico, se avanza en forma preliminar sobre la estimación del potencial de ahorro en el sector del gas residencial e industrial.

El resultado es una cuantificación de la magnitud de los beneficios a obtener, e identificación de las áreas prioritarias de trabajo y las acciones para captar estos beneficios. En síntesis, este informe permitirá aumentar la conciencia acerca de las posibilidades que brindan la eficiencia energética en la mitigación de las emi-

¹ IPCC, 2001, Climate Change 2001: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1032 p. Disponible en español y otros idiomas en <http://www.ipcc.ch/>.

siones de los GEI y otros impactos ambientales y socioeconómicos y adicionalmente, promover la participación y la iniciativa de los actores del sector para que se conviertan en líderes de este proceso.

Este trabajo pretende, asumiendo el mantenimiento del modelo existente, mostrar las oportunidades y los beneficios asociados a una estrategia más agresiva para reducir la generación y el consumo de la energía en comparación con los escenarios de referencia.

La formulación de los escenarios de energía ayuda a coleccionar y organizar información de nuevas ideas y estrategias alternativas a la que están siendo consideradas, permitiendo dar una idea de los límites de acción de las políticas energéticas que podrían implementarse de tener un apoyo político significativo para promover mayor eficiencia energética.

En un futuro próximo este trabajo será completado con un estudio del potencial de mitigación que surgirá de una fuerte participación de las energías renovables, en el mediano y largo plazo.

1.2 Organización del informe

En el *Capítulo 1*, se presenta una síntesis de las características de la evolución en las últimas dos décadas y de las características más destacadas del sector energético argentino: sector eléctrico y gasífero, recursos energéticos, sectores de consumo, aspectos regulatorios y leyes, políticas en ejecución, particularidades de los mercados, contexto económico y social, entre otros.

El *Capítulo 2. (Eficiencia energética)* describe conceptualmente el tema de la eficiencia energética y los supuestos bajo los cuales se realizan los escenarios energéticos de referencia y alternativos de eficiencia (FVSA-WWF 1 y 2) introduciendo la noción de potencial de ahorro.

El *Capítulo 3. (Escenario de referencia)*, desarrolla la metodología descrita en el capítulo anterior presentando los resultados que emergen bajo estos supuestos, introduciendo las variables socio-económicas y energéticas utilizadas y proyectando los consumos de energía eléctrica y gas natural para de esta forma proyectar la oferta necesaria para satisfacerlos.

El *Capítulo 4. (Escenarios FVSA)*, desarrolla los supuestos y se presenta los resultados que emergen de aplicarlos a los sectores industrial, residencial y comercial y público de la Argentina. Se computan los ahorros en energía y reducción de potencia según dos niveles de escenarios: i) el FVSA 1 que resume una propuesta viable (recomendada) y ii) el FVSA 2 que desarrolla un potencial máximo a obtener que permite vislumbrar cuál es la reserva del recurso de la eficiencia según los datos de los que se dispone actualmente para nuestro país.

El *Capítulo 5. (Resultados)*, sintetiza los resultados que surgen en los capítulos anteriores y analiza las consecuencias que esto tendría desde una perspectiva ambiental, energética, y socio-económica.

2. EL SECTOR ENERGETICO ARGENTINO

2.1 Los recursos energéticos

La República Argentina posee variados y abundantes recursos energéticos que le permiten satisfacer cómodamente los requerimientos internos de energía y contar con excedentes para la exportación.

Actualmente, en la estructura de la Oferta Interna de Energía Primaria juegan un rol preponderante las energías fósiles, participando con el 87% del total, en tanto las energías renovables participan con solo el 10%. ¿cómo computa renovables? El gas natural es la principal fuente de origen fósil, y representa el 48% de la oferta, le sigue el petróleo con el 38%, el carbón mineral con el 1%, utilizado solo en la generación eléctrica y en la siderurgia. (Ver Tabla 1)

La hidroelectricidad, a pesar de ser un recurso que en Argentina cuenta con un importante potencial, participa tan solo con el 5% de la Oferta Interna de Energía Primaria. A la fecha, cerca del 2% de la oferta total hidroeléctrica proviene de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (de hasta 15 MW) en la República Argentina, lo que ciertamente refleja la media mundial en esta materia. Dentro de este total están incluidos 675 GWh provenientes de alrededor de 60 pequeñas centrales con una potencia sumada que ronda los 180 MW, incluidas 20 micro y mini centrales pertenecientes a varios sistemas eléctricos rurales aislados servidos básicamente por grupos diesel. A este respecto, existen 5 mini centrales operando bajo el marco legal del PERMER en la nortea provincia de Jujuy.

La biomasa, que en los últimos años ha registrado un crecimiento importante, representa el 3% del total. Las nuevas fuentes de energía, entre las que se destaca la eólica, han incrementado su participación en la matriz energética argentina, representando en la actualidad un poco menos del 2% de la oferta total, con 160 MW de potencia eólica instalada.

La energía nuclear participa con el 3% de la oferta, a través de dos centrales nucleares (Atucha I y Embalse) que totalizan 1.018 MW de potencia instalada.

Tabla 1. Oferta Interna de Energía Primaria Año 2003

	10³ TEP	%
ENERGIA HIDRAULICA	3.646	5,3
NUCLEAR	2.213	3,2
GAS NATURAL	33.588	48,4
PETROLEO	26.098	37,6
CARBON MINERAL	652	0,9
LEÑA	806	1,2
BAGAZO	749	1,1
OTROS PRIMARIOS	1.642	2,4
TOTAL	69.395	100,0

Fuente: Balance Energético Nacional (BEN 2003) Secretaría de Energía

Durante la década de los '70, en Argentina se impulsó un proceso de fuerte sustitución de derivados de petróleo por gas natural. El descubrimiento de importantes yacimientos de gas y la construcción de una extensa red de gasoductos troncales, contribuyó al desarrollo de los mercados y a la masificación del uso del gas en todos los sectores de consumo. Esto ha hecho posible que el gas natural haya superado en participación al petróleo en la estructura de la Oferta Interna de Energía Primaria.

Si bien, en la última década, las reservas de petróleo se han mantenido prácticamente estables en torno de los 370 MM m³, la importancia relativa en participación que exhibe este energético en la Oferta Interna de Energía Primaria señala la necesidad de mantener un ritmo exploratorio que permita la incorporación de reservas y el mantenimiento de esta situación.

Del mismo modo, las reservas de gas natural vienen registrando una dramática caída, producto de una intensiva extracción, destinada a abastecer la cada vez más creciente demanda interna y la exportación, y el menor ritmo de incorporación de reservas, que provocó que la relación R/P disminuyera de 21 años en 1995 a 12 años en la actualidad.

Tabla 2. Reservas, Potencial y Producción de Energía Primaria

	RESERVAS Y POTENCIAL			PRODUCCION (3)	
	10 ⁶ TEP	PARTIC.	HORIZONTE / UTILIZA- CION	10 ³ TEP	PARTIC.
PETROLEO (1)	370.790	14,1%	10 AÑOS	37.079	44,8%
GAS NATURAL (1)	496.821	18,9%	12 AÑOS	39.818	48,1%
CARBON MINERAL	167.901	6,4%	3.168 AÑOS	53	0,1%
URANIO	12.723	0,5%	0,02%	2.213	2,7%
ENERGIA HIDRAULICA (2)	1.576.800	60,1%	11,6%	3.646	4,4%
TOTAL	2.625.035	100,0%		82.809	100,0%

(1) Reservas Comprobadas a diciembre de 2003

(2) Estimado con 2.400 kcal/kWh y 50 años de vida útil

(3) BEN 2003

Fuente: Secretaría de Energía y elaboración propia

La República Argentina posee un potencial hidroeléctrico identificado de aproximadamente 170.000 GWh, de los cuales 130.000 GWh/año corresponden a proyectos inventariados, cuyos estudios han alcanzado un grado heterogéneo de desarrollo. Dentro del potencial inventariado, 35.000 GWh/año corresponden a obras ya construidas o en construcción, resultando una utilización anual del recurso hidroeléctrico de aproximadamente 20% del potencial aprovechable existente en el país.

Por otro lado, considerando la hidroelectricidad en términos de stock de energía térmica equivalente, a partir de adoptar 2.400 kcal/kWh, un factor de planta del 50% y 50 años de vida útil de los embalses, el potencial hidroeléctrico equivalente resulta en 1.600.000 10⁶ TEP, con lo cual la producción de las centrales actualmente en operación representa el 12% de dicho potencial.

2.2 El consumo de energía por fuente y sector

De la estructura del Consumo Final de Energía, sin considerar el consumo de No Energético, se puede observar que el gas distribuido por redes es la fuente más importante, con un 41% de participación en el total, seguido por el diesel oil (22%) y la electricidad, que en conjunto representan el 80% del Consumo Final.

Tabla 3. Consumo Final de Energía Año 2003

FUENTE ENERGETICA	10 ³ TEP	%
ELECTRICIDAD	6.923	16,7
GAS DISTRIBUIDO	17.121	41,4
GAS LICUADO	1.585	3,8
MOTONAFTA	2.813	6,8
KEROSENE Y AEROKEROSENE	400	1,0
DIESEL OIL	8.970	21,7
FUEL OIL	241	0,6
OTROS SECUNDARIOS	871	2,1
ENERGIA PRIMARIA	2.479	6,0
TOTAL PRIMARIA + SECUNDARIA	41.403	100,0

Fuente: Balance Energético Nacional (BEN 2003) Secretaría de Energía

La Industria es el sector de mayor consumo, con una participación de 33%, seguido por el Transporte, con el 27% y el Residencial que participa con el 22%.

En 1970, el volumen del consumo final de energía fue de 20.730 M TEP, en tanto que en el año 2000 se alcanzó el consumo máximo con 41.876 M Tep, el incremento registrado en esos 30 años fue de sólo el 102%, con una variación media anual del 2,4%, Si se incluyen los últimos años, considerando la crisis registrada en 2001 y la leve recuperación a partir del 2003, el crecimiento medio anual se reduce al 2,0%, como se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla 4. Consumo Final por Sector Año 2003

SECTOR	10 ³ TEP	%
RESIDENCIAL	9.235	22,3
COMERCIAL Y PUBLICO	3.177	7,7
TRANSPORTE	11.001	26,6
AGROPECUARIO	2.759	6,7
INDUSTRIAL	13.588	32,8
NO ENERGETICO	1.643	4,0
TOTAL	41.403	100,0

Fuente: Balance Energético Nacional (BEN 2003) Secretaría de Energía

Tabla 5. Consumo de Energía - Tasas Medias de Variación (%).

FUENTE	1970 - 1980	1980 - 1990	1990 - 2003	1970 - 2003
ELECTRICIDAD	6,3	2,1	5,5	4,7
GAS DISTRIBUIDO	6,9	5,9	4,3	5,6
GAS LICUADO	2,2	0,7	1,0	1,3
MOTONAFTA	3,2	-2,2	-5,0	-1,7
KEROSENE Y AEROKEROSENE	1,8	-1,7	-7,9	-3,2
DIESEL OIL	3,5	0,2	3,0	2,3
FUEL OIL	-3,7	-16,0	-4,6	-7,9
OTROS SECUNDARIOS	-0,5	2,5	0,2	0,7
ENERGIA PRIMARIA	-1,3	-1,5	5,6	1,3
TOTAL PRIMARIA + SECUNDARIA	2,6	0,6	2,7	2,0

Fuente: BEN Secretaría de Energía

Otro aspecto que resalta es el incremento registrado en el consumo final de gas natural, siendo el energético que absorbió gran parte del incremento total del consumo final, acompañado en menor medida por el aumento de la electricidad.

La variación promedio de los períodos inicial y final son relativamente similares en los valores totales, en tanto que en la década intermedia 1980-1990 se observa una importante reducción del crecimiento del consumo final de energía.

Las principales fuentes que incrementaron su requerimiento son, el gas natural, la electricidad y el diesel, y en todos ellos, se observa una tendencia decreciente en el ritmo de crecimiento.

También, como había ocurrido con la oferta interna de petróleo, el Fuel Oil es la fuente cuyo requerimiento se reduce sustancialmente, hasta prácticamente desaparecer, su participación en los años 70 era del 18% y en el año 2003 de sólo el 0,6% decreciendo a una tasa de -7.9% anual promedio, y su consumo ha sido reemplazado fundamentalmente por gas natural.

La mayor reducción se produjo en la década del 80, por un lado siguiendo la tendencia general, pero también motivada por la mayor disponibilidad de gas natural, atribuible al ingreso de los gasoductos Neuquén II y Centro - Oeste, y por el proceso de conversión de las destilerías de Dock Sud y Luján de Cuyo, que posibilitaron una mayor obtención de derivados livianos.

Otra fuente que reduce en forma importante su nivel de requerimiento la constituyen los derivados livianos (naftas), de un consumo de $4.090 \cdot 10^3$ TEP en el año 1970, cae a $2.300 \cdot 10^3$ TEP en el 2003 (-44%), reducción que se produjo en gran parte por la utilización del GNC como se verá más adelante, al que se debe agregar la mejora de la eficiencia producida en los motores de los vehículos.

3. SITUACION DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO

3.1 Evolución del Mercado Eléctrico Argentino 1992 – 2003

3.1.1 La transformación del Sector Eléctrico Argentino

A principios de la década del '90 se produjo una importante transformación en el sector energético argentino, en el marco general de un profundo cambio en las reglas de juego de la economía, caracterizado por una participación creciente de la actividad privada en el sector.

En esos años, Argentina venía de experimentar un fuerte proceso inflacionario, en el contexto de una recesión económica, junto con una crisis energética, que llevaron a la necesidad de ensayar el reemplazo del modelo económico que por muchos años sirvió al desarrollo económico y social del país, pero que se había agotado en su capacidad para ofrecer una mejor calidad de vida a los argentinos.

La prestación directa de los servicios a cargo de empresas públicas dejó de ser eficiente por la crisis de financiación del Estado, el alto déficit operativo de las empresas y su mala administración y gerencia.

Adicionalmente, el viejo modelo concentró en la empresa estatal, además de la prestación, el poder de regulación y de control sobre el servicio, colocando al usuario en situación de desamparo frente al poder concentrado del Estado. Con el nuevo modelo se procuró resolver los dos problemas.

La sanción y promulgación de la ley 23.696 de Reforma del Estado y la 23.697 de Emergencia Económica en 1989, marcó un hito respecto del papel del Estado en la República Argentina. Se institucionaliza la decisión de abandonar el papel del Estado como empresario para asumir el rol de diseñador de políticas, regulador de actividades esenciales y también el de ejercer el contralor del desenvolvimiento de las mismas.

Los lineamientos generales que guiaron la transformación del sector energético fueron los siguientes:

- Supresión de los monopolios estatales.
- Liberación de precios.
- Introducción de reglas de mercado donde ello fuera posible y limitación de la regulación sólo donde fuera necesaria.
- Eliminación de la planificación normativa centralizada.
- Transferencia al sector privado de los activos del Estado y de los riesgos comerciales y financieros del negocio energético.

En el caso del sector eléctrico, es la Ley 24.065, que conforma junto con la Ley 15336 el "Marco Regulatorio Eléctrico", la que se constituye en el punto de inflexión de la política del sector, reemplazando los proyectos de ordenamiento por uno de transformación.

El Estado decidió privatizar gran parte de la prestación del servicio eléctrico y pasó a ejercer primordialmente una función reguladora y orientadora para que las nuevas actividades se desarrollen en forma armónica y equilibrada.

Se dividió la cadena eléctrica en tres etapas: generación (empresas que producen la energía eléctrica), transporte (empresas que transportan la energía desde el lugar en que se genera hasta los centros de consumo), y distribución (empresas que distribuyen la energía a los distintos tipos de usuarios).

El objetivo de la transformación fue lograr el desarrollo de una industria eléctrica sólida, capaz de asegurar a la sociedad energía suficiente a los mejores precios, compatible con la calidad de servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad.

Las principales características de esta transformación, particulares para el sector eléctrico, fueron las siguientes:

- La introducción del mayor grado de competencia posible en la industria eléctrica, a los efectos de lograr a través de ella una mayor eficiencia.
- En ese contexto, las tarifas a usuarios finales debían cumplir con las siguientes premisas:
 - Proveer ingresos suficientes para cubrir los costos de prestación del servicio y una tasa de retorno razonable.
 - Incluir el precio de compra de energía y potencia a escala mayorista como un costo.
 - Asegurar el mínimo costo a los usuarios, compatible con la seguridad de abastecimiento.
 - Evitar subsidios cruzados entre distintos tipos de usuarios.

3.1.2 Principales característica de la regulación eléctrica

La Ley Marco Regulatorio N° 24.065/92, que modificó y amplió la Ley de la Energía Eléctrica N° 15.336/60, ha establecido las reglas principales bajo las cuales funciona el sector eléctrico.

Las bases en que se fundamenta el funcionamiento del sector son la conformación de i) un mercado de energía eléctrica; ii) un sistema de establecimiento de precios; y iii) un administrador de dicho mercado.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el ámbito donde convergen la oferta y la demanda, para definir el precio de la energía como el costo marginal de la última máquina que fue requerida para abastecer a dicha demanda. Se entiende que dicho valor, representa precisamente el precio que los compradores están dispuestos a pagar por sus requerimientos de energía.

El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen los tres segmentos de actividad: la producción, transporte y distribución (industria eléctrica).

La recepción del servicio está representada por los grandes clientes (usuarios) que pueden comprar en forma directa al MEM y los medianos y pequeños clientes que compran a las compañías de distribución.

En la producción de energía, considerada en la regulación como una actividad de “interés general”, la generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los más altos. La generación hidroeléctrica y nuclear están sometidas a las condiciones que establecen los contratos de concesión. La generación está abierta a todos aquellos que deseen efectuar inversiones de riesgo.

El transporte es una actividad definida por la regulación vigente como de “servicio público”. Los Transportistas tienen la obligación de brindar libre acceso a las redes, en la medida que exista capacidad de transporte remanente, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y grandes usuarios. No pueden intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Es una actividad que está relevada del compromiso de expandir la red, pero puede participar en nuevas construcciones. Los recursos económicos para cubrir los costos de explotación y de expansión del equipamiento de transporte, provienen de quienes utilizan el servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios.

La distribución ha sido definida como “servicio público”, el distribuidor debe cumplir con las obligaciones que le impone un contrato de concesión. Debe abastecer a toda la demanda en su área de concesión en condiciones de calidad y precio establecidos. El distribuidor debe asegurarse en forma permanente el abastecimiento de energía, su confiabilidad y su calidad para asegurar también estas condiciones a sus propios clientes.

El MEM dispone de señales económicas que contribuyen a aumentar la eficiencia:

- El precio de la energía surge como convergencia de la oferta y la demanda, y tiene un papel importante como mecanismo asignador de recursos.
- El mercado está ubicado en un punto geográfico que representa el “baricentro” de la demanda. Los tránsitos desde y hacia ese punto se hacen en función de los precios de nodo.
- Los servicios adicionales que se brindan en el MEM se remuneran a quienes los prestan y se cobran a quienes los reciben.
- El riesgo de no abastecer la demanda configura un precio adicional (costo de falla) que induce a aumentar la oferta

La comercialización de la energía dentro del MEM se efectúa a través de tres formas diferentes:

- **Mercado Spot:** Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustibles y otro para la potencia que representa los costos fijos.
- **Mercado Estacional:** Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1° de mayo y 1° de noviembre relacionados con los períodos de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot se cargan en el período siguiente.
- **Mercado a Término:** Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

Para lograr una administración del Mercado idónea, que mantenga una equidistancia entre los agentes que actúan dentro de él, fue necesario crear una empresa que tuviera esa finalidad. Esta empresa es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) que tomó a su cargo la responsabilidad de la administración del mercado a partir del 1° de agosto de 1992. Se ha definido que la misma funcione como entidad sin fines de lucro.

CAMMESA es una sociedad civil cuyas acciones están en manos de los agentes que actúan en el MEM. El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno.

El Marco Regulatorio Eléctrico definió los actores privados que se fueron incorporando en todos los segmentos de la industria eléctrica y como consecuencia de esto, surge como necesaria la presencia del Estado como garante de la transparencia de los mercados en competencia. En razón de la transferencia a entidades privadas de los servicios públicos con carácter monopólico, la regulación se planteó para crear condiciones de emulación de la competencia, allí donde ésta no resulta posible.

Es precisamente función del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), creado por la Ley N° 24.065, cumplir el rol de autoridad de aplicación del nuevo marco regulatorio del sector eléctrico.

El ENRE garantiza que no se produzcan conductas lesivas a los objetivos contemplados en la ley, aunque, dada la característica de funcionamiento de un mercado en competencia, su intervención es más atenuada, poniéndose de manifiesto a través de la prevención de las conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias, la no - constitución de situaciones que configuren abuso de posición dominante, el cumplimiento de los controles ambientales, el otorgamiento de los certificados de conveniencia y necesidad pública (CCNP) para la ampliación del sistema de transporte, la autorización de acceso a la capacidad de transporte existente de nuevas plantas de generación, y el control de las tenencias accionarias

Al ENRE le corresponde controlar el cumplimiento de los contratos de concesión a través del comportamiento de las tarifas a los usuarios finales en las áreas que corresponden a EDENOR, EDESUR y EDELAP y el control de la calidad en sus tres aspectos:

- Calidad del producto técnico (la tensión y perturbaciones);
- Calidad del servicio técnico (las interrupciones del suministro eléctrico);
- Calidad del servicio comercial (correcta facturación y cumplimiento del Reglamento de Suministro), cuyo incumplimiento deviene en sanciones que vuelven en forma de resarcimiento económico a los usuarios afectados.

3.1.3 La oferta de generación

La potencia nominal² instalada en generación de energía eléctrica en la República Argentina totaliza casi 25.700 MW, sobre la base de datos del año 2003 elaborados por la Secretaría de Energía³. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) concentra el 90,6% de la potencia de generación instalada del país.

Tabla 6. Potencia Nominal Instalada 2003 por Sistema - Resumen Total País - en MW.

SISTEMA	TERMICA	HIDRO	NUCLEAR	OTRAS	TOTAL
MEM	13.204	9.050	1.018	0	23.272
MEMSP	269	495	0	0	763
INTERCONECTADO	399	230	0	26	655
AISLADO	983	5	0	0	988
TOTAL	14.854	9.780	1.018	26	25.679

Fuente: Informe del Sector Eléctrico 2003. Secretaría de Energía

² Corresponde al valor de placa de cada máquina

³ Ultimo año de estadísticas publicadas por la Secretaría de Energía a agosto de 2005.

Se destaca la participación de la potencia de generación térmica, con el 57,8% del total, seguido por un 38% de la potencia instalada en generación hidroeléctrica. En Otras se agruparon la potencia Eólica, con 26 MW de potencia instalada, la Solar, integrada por paneles fotovoltaicos instalados principalmente en mercados rurales dispersos y aislados, totalizando 26 kW.

Tabla 7. Estructura de la Potencia Nominal Instalada en Generación en 2003.

SISTEMA	TERMICA	HIDRO	NUCLEAR	OTRAS	TOTAL
MEM	56,7%	38,9%	4,4%	0,0%	100,0%
MEMSP	35,2%	64,8%	0,0%	0,0%	100,0%
INTERCONECTADO	60,8%	35,1%	0,0%	4,0%	100,0%
AISLADO	99,5%	0,5%	0,0%	0,0%	100,0%
TOTAL	57,8%	38,1%	4,0%	0,1%	100,0%

SISTEMA	TERMICA	HIDRO	NUCLEAR	OTRAS	TOTAL
MEM	88,9%	92,5%	100,0%	0,0%	90,6%
MEMSP	1,8%	5,1%	0,0%	0,0%	3,0%
INTERCONECTADO	2,7%	2,4%	0,0%	99,6%	2,6%
AISLADO	6,6%	0,1%	0,0%	0,4%	3,8%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

El 88,7% de la Oferta Total de Generación total es producida por generadores, en tanto que apenas el 0,6% es provisto por Autogeneradores (grandes industrias) como excedentes que venden al sistema. A través de las C. H. Yacyretá y Salto Grande principalmente se importa el 8,0% de los requerimientos de energía eléctrica.

Tabla 8. Oferta de Generación de Energía Eléctrica Total País Año 2003 - En GWh

TERM	HIDRO	NUC	OTRAS	GENERACION BRUTA TOTAL	AUTOG. MEM	IMPO	EXPO	BOMBEO	OFERTA DE GENERACION
42.306	33.737	7.566	78	83.687	535	7.578	2.543	47	94.391
50,6%	40,3%	9,0%	0,1%	100,0%					
				88,7%	0,6%	8,0%	2,7%	0,1%	100,0%

Fuente: Informe del Sector Eléctrico 2003. Secretaría de Energía

La generación térmica participa con el 50,6% del total, y se realiza fundamentalmente con gas natural, que representa casi el 98% del total de combustibles utilizados para la generación térmica.

Tabla 9. Evolución de la Generación Térmica por Tipo de Combustible. en GWh

AÑO	GAS NATURAL	FUEL OIL	GAS OIL	CARBON	TOTAL
2000	42.381	2.224	421	1.058	46.085
2001	37.524	500	326	579	38.929
2002	34.379	136	273	157	34.945
2003	41.420	414	273	181	42.288

Fuente: Informe del Sector Eléctrico 2003. Secretaría de Energía

Tabla 10. Evolución de la Generación Térmica por Tipo de Combustible. en %

AÑO	GAS NATURAL	FUEL OIL	GAS OIL	CARBON	TOTAL
2000	92,0%	4,8%	0,9%	2,3%	100,0%
2001	96,4%	1,3%	0,8%	1,5%	100,0%
2002	98,4%	0,4%	0,8%	0,5%	100,0%
2003	97,9%	1,0%	0,6%	0,4%	100,0%

Considerando el MEM, que como se ha expresado antes abastece el 92% de la demanda total, la potencia efectiva bruta instalada⁴ del sector pasó de 13.267 MW en 1992 a 22.838 MW en **2002**, representando un incremento de 72% en diez años, aun promedio de casi 1.000 MW al año.

Tabla 11. Potencia Efectiva Bruta Instalada en el MEM. en MW

AÑO	TERMICA	HIDRO	NUCLEAR	TOTAL
1992	6.541	5.721	1.005	13.267
1993	6.601	6.384	1.005	13.990
1994	7.132	7.309	1.005	15.446
1995	7.698	7.629	1.005	16.332
1996	7.874	8.230	1.005	17.109
1997	8.449	8.748	1.005	18.202
1998	9.226	8.668	1.005	18.899
1999	9.582	8.925	1.005	19.512
2000	10.789	8.925	1.005	20.719
2001	12.414	8.925	1.005	22.344
2002	12.812	9.021	1.005	22.838
2003	12.953	9.021	1.005	22.979
2004	12.927	9.100	1.005	23.032

Fuente: CAMMESA

En dicho período, el parque térmico ya existente se repotenció y se incorporaron nuevas centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, entraron en servicio más de 5.500 MW de ciclos combinados a gas natural de alta eficiencia, con un último salto en 2002 cuando se terminaron proyectos de inversión iniciados a fines de los noventa.

El incremento de la potencia instalada sumada a la mayor eficiencia de los equipos posibilitó la reducción del precio mayorista de la energía que pasó de 46 \$/MWh en 1992 a 23,5 \$/MWh en 2001.

Con el congelamiento de las tarifas en el año 2001, el precio en dólares cayó a unos 10,0 US\$/MWh.

3.1.4 Transporte de energía eléctrica

El sistema de transmisión en alta tensión esta constituido por líneas que integran el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), integrado por las líneas del MEM y MEMSP, con una longitud total de 24.430 km, de las cuales 9.100 km corresponden a líneas en 500 kV, que es la mayor tensión utilizada en el sistema argentino.

El siguiente cuadro sintetiza la longitud del sistema de transporte por nivel de tensión.

⁴ Corresponde a la potencia que efectivamente puede entregar una máquina de generación en barras, se descuenta de la potencia nominal las restricciones propias que presenta la unidad en un momento dado.

Tabla 12. Sistema Argentino de Interconexión

TENSION (kV)	LONGITUD (km)
500	9.101
330	1.111
220	1.403
132	12.815
TOTAL	24.430

Fuente: CAMMESA

3.1.5 Evolución del consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica, expresado en términos de Energía Eléctrica Facturada por el Servicio Público, a nivel de usuarios finales, se presenta en el siguiente cuadro para los sectores de consumo Residencial (que incluye Electrificación Rural), comercial (que incluye Oficial), Industria (considera también Construcción), Alumbrado Público, Servicios Sanitarios, y Otros (Riego, Tracción, otros consumos).

Tabla 13. Energía Eléctrica Facturada Servicios Públicos en GWh, en %, y Tasa de Crecimiento en %

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
RESIDENCIAL (1)	11.121	17.088	21.493	22.099	21.242	21.573
COMERCIAL (2)	4.610	8.899	13.878	14.860	14.238	14.194
INDUSTRIAL	17.511	21.506	27.321	27.522	26.804	29.903
ALUMB. PUBLICO	1.617	2.140	2.756	2.680	2.798	2.810
SERV. SANITARIOS	897	792	645	903	670	965
OTROS (3)	770	1.010	1.522	1.665	1.524	2.711
TOTAL	36.526	51.436	67.615	69.729	67.276	72.157

Estructura de Participación en %

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
RESIDENCIAL (1)	30,4	33,2	31,8	31,7	31,6	29,9
COMERCIAL (2)	12,6	17,3	20,5	21,3	21,2	19,7
INDUSTRIAL	47,9	41,8	40,4	39,5	39,8	41,4
ALUMB. PUBLICO	4,4	4,2	4,1	3,8	4,2	3,9
SERV. SANITARIOS	2,5	1,5	1,0	1,3	1,0	1,3
OTROS (3)	2,1	2,0	2,3	2,4	2,3	3,8
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tasa de Crecimiento en %

	1990-1995	1995-2000	2001	2002	2003	1993-2003
RESIDENCIAL (1)	9,0	4,7	2,8	-3,9	1,6	3,9
COMERCIAL (2)	14,1	9,3	7,1	-4,2	-0,3	7,7
INDUSTRIAL	4,2	4,9	0,7	-2,6	11,6	4,3
ALUMB. PUBLICO	5,8	5,2	-2,8	4,4	0,4	3,3
SERV. SANITARIOS	-2,5	-4,0	39,9	-25,8	44,1	1,9
OTROS (3)	5,6	8,5	9,4	-8,5	78,0	14,5
TOTAL	7,1	5,6	3,1	-3,5	7,3	4,9

(1) Residencial + Rural; (2) Comercial + Oficial; (3) Riego + Tracción + Otros

3.1.6 La demanda de energía y potencia en el MEM

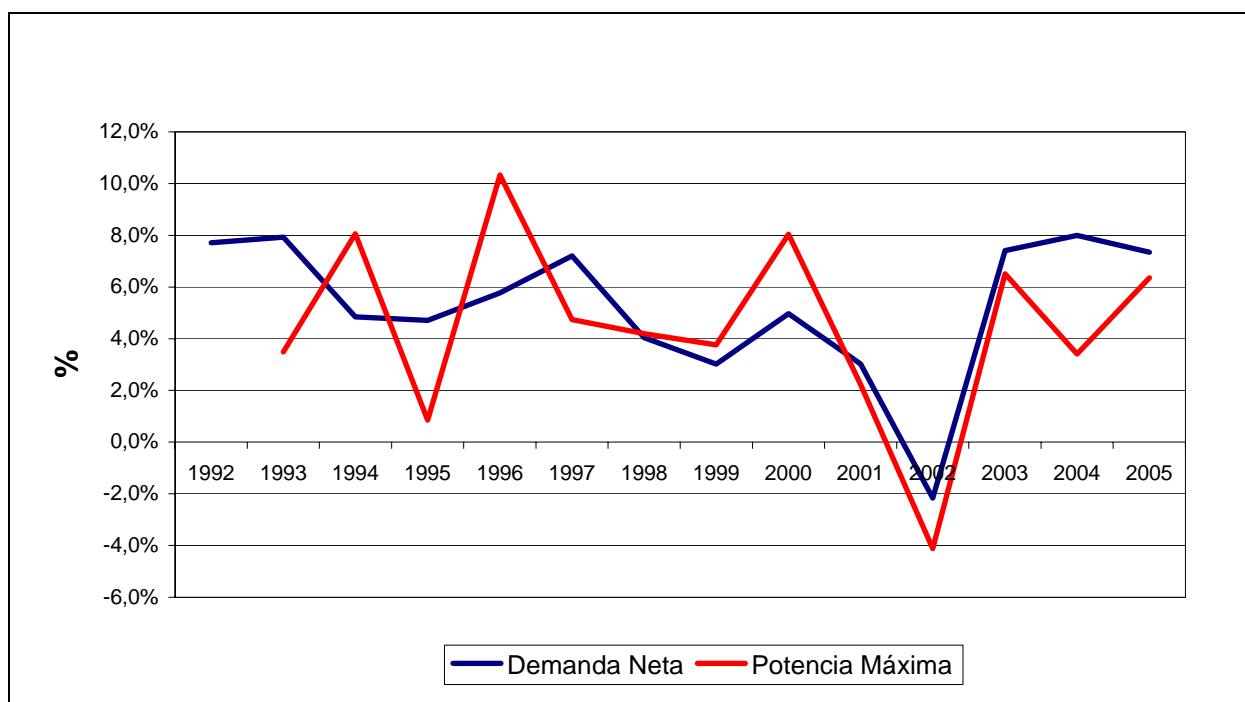


Figura 1. Variaciones Demanda Neta y Potencia Máxima del MEM.

3.1.7 El intercambio de energía eléctrica en la Región

A continuación se muestra la evolución de las importaciones / exportaciones de energía eléctrica del período, que empiezan a tener cierta relevancia a partir del año 1988. Las importaciones responden en gran medida a las realizadas a través de las centrales hidroeléctricas Salto Grande y Yacyretá, aprovechamientos binacionales con Uruguay y Paraguay respectivamente, y que inicialmente en Salto Grande, aunque fue gradualmente equilibrándose, y en general con respecto a Yacyretá su producción fue en gran medida destinada al abastecimiento en Argentina.

Si bien siempre hay exportaciones de oportunidad con Uruguay, y algunos contratos de suministro por volúmenes marginales con Bolivia y Paraguay, el incremento de las exportaciones se produce a partir del año 1999, en correspondencia con el contrato con Brasil, por el cual se pone potencia a disposición de ese país inicialmente por 1.000 MW, y que se incrementa posteriormente a 2.000 MW, utilizando la interconexión construida para ese fin entre Rincón – Garabí - Itá, extremo en el cual se instalaron las unidades convertoras.

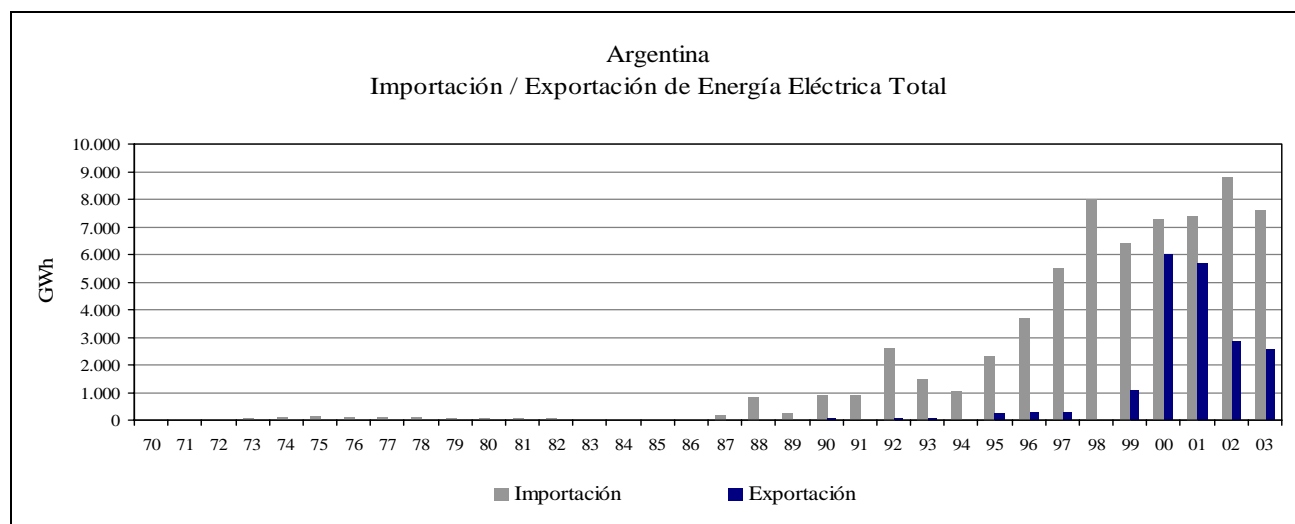


Figura 2. Importación y exportación de energía eléctrica total de Argentina.

4. SITUACION DEL SECTOR GASIFERO ARGENTINO

4.1 Consumo de gas natural

En términos relativos, aproximadamente el 63% de la demanda de gas natural corresponde a usuarios industriales y a las usinas, 22% al sector Residencial, 9% a GNC y el 6% restante se distribuye entre usuarios comerciales, organismos oficiales y Subdistribuidores.

Tabla 14. Gas Entregado por Tipo de Usuario en MM m³/ día de 9.300 kcal, Participación % y Tasa de Crecimiento %.

	1993	2000	2001	2002	2003
RESIDENCIAL	15,445	19,036	18,403	18,235	18,801
COMERCIAL	2,375	2,878	2,762	2,694	2,798
INDUSTRIAL	21,225	27,269	26,565	26,9	29,27
CENTRALES	15,882	29,778	24,377	21,326	23,975
GNC	2,084	4,583	5,07	5,59	7,233
OTROS (1)	2,424	1,807	1,88	1,94	2,21
TOTAL	59,435	85,351	79,057	76,685	84,287
INDUSTRIAL (2)	18,014	23,207	22,931	22,999	25,313
CENTRALES (3)	15,882	25,454	21,736	18,976	21,963
TOTAL PAIS (4)	56,224	76,965	72,782	70,434	78,318

Participación en %

	1993	2000	2001	2002	2003
RESIDENCIAL	26,0	22,3	23,3	23,8	22,3
COMERCIAL	4,0	3,4	3,5	3,5	3,3
INDUSTRIAL	35,7	31,9	33,6	35,1	34,7
CENTRALES	26,7	34,9	30,8	27,8	28,4
GNC	3,5	5,4	6,4	7,3	8,6
OTROS (1)	4,1	2,1	2,4	2,5	2,6
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tasa de Crecimiento en %

	1993 - 2000	2000 - 2001	2001 - 2002	2002 - 2003	1993 - 2003
RESIDENCIAL	3,0	-3,3	-0,9	3,1	2,0
COMERCIAL	2,8	-4,0	-2,5	3,9	1,7
INDUSTRIAL	3,6	-2,6	1,3	8,8	3,3
CENTRALES	9,4	-18,1	-12,5	12,4	4,2
GNC	11,9	10,6	10,3	29,4	13,3
OTROS (1)	-4,1	4,0	3,2	13,9	-0,9
TOTAL	5,3	-7,4	-3,0	9,9	3,6

Fuente: ENARGAS

(1) Subdistribuidores y Entes Oficiales

(2) No incluye gas de proceso (RTP Cerri)

(3) No incluye consumo de centrales eléctricas en boca de pozo "off system"

(4) No incluye gas de proceso (RTP Cerri) ni consumo de centrales eléctricas en boca de pozo

Por su parte, la demanda residencial aumentó levemente, mientras que el consumo de gas de las centrales eléctricas se ubicó en prácticamente el nivel pre crisis, luego de la caída verificada en el año 2002.

Con relación al gas natural como combustible vehicular (GNC), desde 1993 a la fecha las ventas han crecido en forma permanente, alcanzando una tasa promedio del 13% anual. Ello es un claro indicador de la creciente aceptación que tiene este combustible en el mercado, aunque todavía sin una completa cobertura de todo el espectro geográfico nacional.

Adicionalmente, después de la crisis el consumo se vio estimulado por efecto de los precios relativos (los precios de los combustibles líquidos experimentaron un alza significativa como consecuencia de la devaluación, cosa que no ha sucedido con el gas natural).

Las ventas totales de GNC en el año 2003 crecieron 30% respecto del año previo, acumulando un 43% respecto del 2001 (en los dos últimos años se abrieron 160 nuevas bocas de expendio en todo el país).

Como ya se expresara, en el año 2003 el sector industrial tuvo un alza en el consumo de gas del orden del 9%. A continuación se presenta un análisis detallado del sector industrial por rama de actividad.

4.2 Consumo de gas natural en la Industria

En el siguiente cuadro se muestran los consumos totales de gas de la Industria Manufacturera en Argentina, clasificados por Rama de Actividad, a partir de datos elaborados por el ENARGAS.

Al respecto se señala que, a diferencia de los criterios adoptados para la elaboración del Balance Energético, las estadísticas de consumo industrial de gas natural del ENARGAS incluyen los consumos totales, tanto los destinados para calor de proceso, como aquellos utilizados en la generación de energía eléctrica.

Del mencionado cuadro se pueden realizar los siguientes comentarios:

- Prácticamente el 90% del consumo de gas del sector industrial es explicado por el consumo de los grandes usuarios.
- En 2003 el consumo de los grandes usuarios industriales aumentó 8,3% (8,8% el total industrial, es decir, incluyendo a las pequeñas y medianas industrias).
- Cuatro ramas (destilería, química, petroquímica y siderurgia) dan cuenta de más de la mitad del consumo de gas del sector industrial (56%).

- Los sectores citados más el complejo alimenticio (alimentos y aceites), metalúrgico y cementero dan cuenta de aproximadamente el 80% de la demanda de gas natural del sector industrial.
- Cemento, cerámica, metalurgia (ferrosa) y cristalería fueron las ramas más dinámicas en cuanto a consumo de gas en el 2003.

Al respecto, corresponde recordar que, con un consumo promedio cercano a los 4 MMm³ diarios, la planta de reducción térmica de Gral. Cerri (RTP Cerri) es el mayor consumidor industrial de gas del país. De acuerdo a la clasificación CIIU, dichos consumos se asignan a la división 23 (Destilería). Esto explica que anualmente el rubro Destilería se ubique en el primer lugar del ranking sectorial.

Asimismo, cabe señalar que los datos del ENARGAS sobre consumo de los sectores industriales no incluyen a las pequeñas y medianas industrias -por ejemplo, complejo tabacalero de Salta y Jujuy, que son usuarios con servicio General "P", por no contarse para esos usuarios con información discriminada por códigos CIIU.

Tabla 15. Industria Manufacturera Consumo de Gas Natural por Rama de Actividad Grandes Usuarios (1)
en MM m³/día

RAMA INDUSTRIAL	1999	2000	2001	2002	2003	PARTIC. 2003 (%)
Destilería (2)	6251	5764	5093	5471	5339	20,8
Química y Petroquím,	2935	3707	4870	4487	5124	20,0
Siderúrgica	2936	3343	2998	3294	3719	14,5
Alimenticia	2219	2202	2202	2077	1958	7,6
Otras (3)	655	662	1168	1479	1524	5,9
Metalúrgica no ferrosa	1727	1810	1111	1395	1495	5,8
Aceitera	1036	1119	1210	1268	1430	5,6
Cementera	1758	1415	1327	1085	1394	5,4
Celulósica - Papelera	888	978	859	873	964	3,8
Cerámica	825	729	647	575	748	2,9
Cristalería	703	686	562	517	638	2,5
Textil	227	276	282	217	259	1,0
Bebidas	226	220	227	231	247	1,0
Metalúrgica ferrosa	140	148	142	143	178	0,7
Frigorífica	271	244	152	148	159	0,6
Caucho y Plástico	144	140	149	135	154	0,6
Maderera	106	120	97	108	120	0,5
Automotriz	212	205	150	110	114	0,4
Cuero	50	50	53	69	69	0,3
TOTAL GU	23309	23818	23299	23682	25633	100,0
TOTAL INDUSTRIA (4)	26843	27269	26565	26900	29270	
GU / TOTAL INDUSTRIA	86,8%	87,3%	87,7%	88,0%	87,6%	

Fuente: ENARGAS

- (1) Categorización de Grandes Usuarios de acuerdo a Rev. 3 de Código CIIU. Incluye usuarios SG G, by pass físicos y comerciales; excluye usuarios SG P.
- (2) Incluye gas de proceso
- (3) Incluye tabaco, extracción de petróleo y gas, transporte por tuberías e industria militar entre otras.
- (4) Incluye usuarios industriales con tarifa SG P

4.3 Reservas de gas natural

El siguiente cuadro indica las reservas de gas natural comprobadas más probables, estimadas por la Secretaría de Energía a diciembre del 2004, que totalizan 763.380 MMm³, de las cuales el 70% son las comprobadas, y el índice R/P resultaría de 15 años.

Tabla 16. Reservas de Gas Natural por Cuenca - MM m³ - Año 2004

CUENCA	COMPROBADAS	PROBABLES	TOTAL	PART. (%)
NOROESTE	95.908	35.236	131.144	17,2
CUYANA	369	172	541	0,1
NEUQUINA	270.702	86.827	357.529	46,8
GOLFO SAN JORGE	36.593	18.570	55.163	7,2
AUSTRAL	130.644	88.359	219.003	28,7
TOTAL	534.216	229.164	763.380	100,0
PART. (%)	70,0	30,0	100,0	

Fuente: Secretaría de Energía

Teniendo en cuenta la evolución de la demanda directa de gas natural, así como la asociada al suministro de las centrales termoeléctricas, que además deben expandirse para abastecer el incremento previsto, claramente se observa que debe realizarse un importante esfuerzo en ampliar el nivel de reservas para cubrir las expectativas del sector.

5. PRECIOS, TARIFAS Y POLÍTICAS

5.1 Formación del precio del gas natural y la energía eléctrica

La literatura señala que para obtener resultados en materia de ahorro y uso eficiente de la energía por parte de la demanda es fundamental contar con la señal económica de los precios y tarifas de los energéticos. Sin embargo, la experiencia internacional muestra que esta es una condición necesaria, pero no suficiente para el logro de metas de eficiencia energética, por lo que se requiere de la intervención en el mercado a través de políticas activas, orientadas a generar el necesario cambio cultural de la sociedad hacia el consumo eficiente de la energía.

De todos modos, se reconoce que un nivel razonable de precios y tarifas, sobre todo en términos relativos, constituye una herramienta poderosa para inducir a la demanda a mejorar la calidad del uso de la energía, que requiere del complemento con otros instrumentos y políticas, de manera de lograr resultados más efectivos.

Por ello, se considera importante tener presente los mecanismos de formación de los precios y tarifas del gas natural y la electricidad previstos en la regulación vigente hasta el momento en Argentina.

5.1.1 Formación del precio del gas natural

El precio de referencia del gas natural, en el cálculo de los precios estacionales del MEM que realiza CAM-MESA, está dado por el que surge de la tarifa ID, Interrumpible Distribuidora, del cuadro tarifario, que considera un Cargo por m³ consumido, el cual representa casi en su totalidad el precio de gas autorizado por el ENARGAS como pass through a tarifas.

Los componentes de la tarifa ID consideran el precio del gas (commodity), el costo de transporte y el margen de distribución.

Aspectos regulatorios vinculados a las tarifas de gas natural

Los preceptos específicos relacionados con la materia tarifaria están contenidos en los Artículos 37 a 49 de la Ley 24076 y Reglamentados en el Decreto N°1738/92 y los Modelos de Licencia de Transporte y Distribución (LTyD) que oportunamente se aprobarán por Decreto N° 2255/92.

Resulta útil recordar al respecto que el numeral 4.3.1. de las LTyD, al definir en el marco contractual las obligaciones del Otorgante (PEN), señala en primer término el “Permitir a la Licenciataria percibir las Tarifas estipuladas en el Capítulo IX de la presente, en un todo de acuerdo con lo dispuesto por la Ley”.

El Capítulo IX de la Ley del Gas trata íntegramente de la Tarifas correspondientes a los servicios prestados por los transportistas y distribuidores.

El Artículo 37 diferencia en el precio que paga el consumidor de gas tres componentes: a) el precio del gas en sí considerado en el punto de ingreso al sistema de transporte; b) la tarifa de transporte y c) la tarifa de distribución.

La reglamentación de este artículo precisa los conceptos de cada uno de los tres componentes del siguiente modo.

Precio del Gas: es el que se negocie en el punto de ingreso al Sistema de Transporte conforme con los Artículos 12 y 13 de la Ley. Esto significa, el precio por el producto que pacten libremente el distribuidor o consumidor con el productor o comercializador. El Transportista tiene legalmente prohibido comprar o vender gas (Ley 24076, Art. 33 y concordantes).

Tarifa de Transporte: es la remuneración del servicio de Transporte en sí mismo, en sus distintas modalidades, contratado por cualquier Cargador. Este servicio, conforme definición contenida en el Art. 1° de la reglamentación, es el servicio de “movimiento de Gas a través de un Sistema de Transporte”.

Tarifa de Distribución: es la remuneración del servicio de Distribución. Este servicio, conforme definición contenida en el Art.1° de la reglamentación, es el servicio de “movimiento de Gas a través de un Sistema de Distribución”. Cuando el usuario compra el gas al Distribuidor la tarifa del distribuidor incluye el precio del gas conforme a un criterio de indiferencia o “pass through”.

En el caso de compra de Gas por el usuario a quien no es el Distribuidor de su zona respectiva, es un cargo separado. Las variaciones de la tarifa de Transporte que sufran los Distribuidores también se trasladan a la tarifa final en los términos de la correspondiente habilitación.

Comportamiento de la demanda de gas natural en los años '90

La demanda de gas se caracteriza por tener un segmento inicial inelástico, representado por los usuarios con menores posibilidades de sustitución de gas (core market), el segmento siguiente es elástico, y está dado por los consumidores con posibilidades de sustitución, mientras que el segmento final nuevamente presenta bajo nivel de elasticidad a las variaciones de la demanda con el precio.

La demanda puede contar con varios segmentos elásticos, en caso de que existan distintos combustibles alternativos por ejemplo el Fuel Oil y el Gas Oil.

El precio del gas natural en condiciones competitivas se determina por la intersección de oferta y demanda. Si la intersección se produce en los segmentos inelásticos de la curva de demanda, es donde el comportamiento de la oferta de gas es el factor más importante para determinar el precio. Este aspecto está asociado a la competencia de distintos productores entre sí. Si la intersección se produce en los segmentos elásticos de la curva, el precio del gas está fuertemente afectado por el valor del combustible alternativo que corresponda.

En la Argentina, el primer segmento inelástico de la demanda está asociado a la demanda residencial y comercial, representando el 31% de la demanda total de gas. Los segmentos elásticos de la demanda están representados por industrias y usinas, los cuales constituyen casi el 70% de la demanda total de gas.

Bajo estas condiciones, la banda del precio del gas natural, en condiciones de competencia, estaría determinado en la demanda de pico (invierno), por el precio del combustible sustituto relevante (Fuel Oil o Gas Oil), y en la estación de baja demanda (verano) por la competencia entre productores.

En la Argentina, el precio *city gate* Buenos Aires determina los valores *net back* de las cuencas productivas, descontando del mismo los costos de transporte asociados.

El pass through del precio del gas natural a las tarifas

Las distribuidoras, por ejemplo Metrogas, compran gas a distintos productores en las tres principales cuencas productivas, Neuquina, Noroeste y Austral y contratan la capacidad de gasoductos necesaria para transportar el gas hasta la ciudad de Buenos Aires.

El precio de gas que se traslada a las tarifas, previa autorización del ENARGAS, resulta del precio ponderado de sus compras.

Asimismo, el precio de transporte incluido en las tarifas resulta del mix de precios de contratos realizados con los transportadores TGS y TGN, afectado del correspondiente factor de carga que caracteriza a cada segmento tarifario.

El procedimiento de autorización, empleado por el ENARGAS hasta fines del año 2001, consistía en calcular un Precio de Cuenca, considerando los precios y condiciones de los contratos registrados entre, por un lado, productores y, por el otro, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios, incluyendo la exportación. El ENARGAS comparaba el Precio de Cuenca y las condiciones predominantes de los contratos con los contratos realizados por la distribuidora.

En caso de verificarse ineficiencias en la contratación, que implican mayores costos respecto a las condiciones promedio, el ENARGAS limitaba el pass through a tarifas de los precios pactados por la distribuidora.

Para ello, se encuentra facultada a utilizar a los efectos del traslado del precio del gas a los consumidores, el menor costo de adquisición que se haya operado en el mercado en condiciones y volúmenes similares.

La transparencia del proceso se garantizaba, en principio, a través del acceso a la información, por parte de los actores involucrados, y del mecanismo de Audiencia Pública.

La Licencia preveía que el margen de distribución fuera recalculado cada seis meses, con una plena vigencia en los 6 meses siguientes a la fecha de actualización, utilizando un mecanismo de indexación basado en índices de precios de los EEUU.

Este procedimiento fue derogado por la Ley N° 25.561, de Emergencia Económica y de Reforma del Régimen Cambiario, mediante la cual se deroga y prohíbe cualquier tipo de mecanismo indexatorio de tarifas de servicios públicos.

Del mismo modo, quedaron derogadas las disposiciones que preveían que todos los costos antes mencionados se calcularán y recalculan en dólares estadounidenses, quedando “pesificadas” las tarifas al tipo de cambio 1 x 1.

El precio del gas natural para usinas

Hasta antes de la devaluación y “pesificación” de la economía, las tarifas máximas autorizadas a las Distribuidoras no reflejaban los importantes descuentos que las mismas aplicaban a sus principales contratos, como así tampoco el valor del gas que se entregaba en el marco de by pass físicos y comerciales.

Ante la falta de un mercado transparente de *heating oil* (Fuel Oil y Gas Oil) y la existencia de descuentos en las tarifas, nunca fue fácil determinar como se encontraban los precios del gas natural respecto de sus combustibles alternativos.

Como hipótesis se consideraba el valor de la tarifa ID (precios a usuarios finales abastecidos por un servicio interrumpible en distribución) como una referencia de comparación frente al precio del combustible alternativo, que se asumía era el Fuel Oil. El cargo por m³ consumido de la tarifa ID en Buenos Aires, correspondiente al período de invierno, se encontraba hasta el año 2001 casi en un 30% por debajo del precio del Fuel Oil declarado por los generadores (100 US\$/ton).

El efecto de las exportaciones de gas natural en el precio interno

Con referencia al efecto de las exportaciones en la evolución del precio doméstico, bajo condiciones de competencia, se consideraba que estaba afectado tanto por el precio de los combustibles alternativos en los países destinatarios del gas argentino, como de los costos de transporte y los costos de conversión de los usuarios.

En consecuencia, bajo condiciones de competencia, el precio de los combustibles alternativos constituía un factor importante en la definición de los precios de mercado del gas en la región.

Principales problemas de competencia identificados en el mercado del gas natural

La experiencia acumulada desde la transformación del sector gasífero en Argentina, señala la presencia de problemas de competencia, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes.

Concentración en el mercado de oferta de gas

Los precios de gas en boca de pozo fueron totalmente desregulados desde comienzos de 1994. Ocho años después se advierte que no existe una efectiva competencia entre productores.

En el actual contexto de oferta de gas, REPSOL - YPF representa el productor dominante en Argentina contabilizando el 51% del suministro total, incrementando su producción propia con compra de gas a terceros.

La participación de mercado de REPSOL – YPF configura la existencia de una posición marcadamente dominante, de acuerdo a los criterios vigentes en todo el mundo. Pero además existe una marcada concentración de las ventas en muy pocos productores y una notoria dispersión en la de pequeños productores.

Los efectos de la concentración pueden dar origen, directa o indirectamente, al incremento de las ganancias o al mantenimiento de las mismas a través de precios mayores a los razonablemente competitivos, además de, eventualmente, favorecer políticas y estrategias colusorias.

Transparencia del mercado de gas natural

Los decretos reglamentarios de la Ley 24.076, establecen la confidencialidad de las condiciones de los contratos de compra de gas. Tanto la Secretaría de Energía de la Nación como el ENARGAS tienen restricciones para la difusión de esta información, pudiendo solamente publicar datos agregados de precios y cantidades.

Una mayor transparencia de la información vinculada a los contratos de compra de gas contribuirá a minimizar los riesgos de colusión de la oferta y a apuntalar las acciones del ENARGAS a través de la participación activa de los actores y otros interesados (asociaciones de consumidores).

5.1.2 Formación del precio de la energía eléctrica

Conforme al Marco Regulatorio vigente los precios de la energía para Distribuidores son calculados por CAMMESA en forma anticipada (ex – ante) para regir durante un período de tres meses. Estos precios se trasladan a las tarifas a usuario final de las Distribuidoras.

En el transcurso del período estacional de tres meses se registran los precios horarios spot, que surgen de la operación real del sistema.

Al finalizar el período, se comparan los precios estabilizados ex – ante y los precios reales del trimestre. Para las cantidades de energía vendidas en el período, si la diferencia de precios es positiva (sobrestimación), los montos en pesos que resultan se acumulan en el Fondo de Estabilización. Si se produce la situación inversa (subestimación de precios), se utiliza el dinero acumulado en el Fondo para cubrir la remuneración a los generadores.

El cálculo se realiza conforme a “Los Procedimientos” sobre la base de las declaraciones de Costo Variable de Producción (CVP), cuya principal componente es el costo de combustible (gas natural, Fuel Oil y Gas Oil) y en Valor del Agua (VA) de los generadores, las restricciones del sistema de transporte y la utilización de modelos que simulan la operación del sistema eléctrico en su conjunto y que permiten determinar los precios de la energía que resultan de abastecer la demanda a mínimo costo.

Sobre la base de los precios estacionales calculados por CAMMESA y el estado del Fondo de Estabilización, la Secretaría de Energía sanciona los precios estacionales a Distribuidores para el trimestre siguiente.

Luego, el ENRE controla y audita los cuadros tarifarios presentados por las distribuidoras, que contienen las actualizaciones de costos considerados en el Contrato de Concesión. Finalmente, cumplidos los requisitos exigidos por la normativa vigente, el ENRE aprueba mediante las correspondientes resoluciones los cuadros tarifarios de las distribuidoras.

El pass through del precio mayorista de la energía eléctrica a las tarifas

El artículo 40 de la Ley 24.065 (Ley Marco Regulatorio Eléctrico) establece en su inciso c) que en el caso de las tarifas de distribuidores, el precio de venta de electricidad a los usuarios finales incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En el artículo 36 se dictamina que los distribuidores paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada 90 días, medida en los puntos de recepción, que incluirá la remuneración a los generadores por la energía vendida, y los costos de transporte en los puntos de suministro y recepción.

Por otro lado, el inciso d) del artículo 42 de la misma norma establece que las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar.

El Decreto N° 1.398/92, reglamentario de la Ley 24.065, establece en el artículo 40 inciso c) que el distribuidor trasladará a la tarifa a usuario final el precio correspondiente al Mercado Spot, ya sea que la compra se efectúe en tal ámbito o a través de contratos libremente pactados.

El Contrato de Concesión de las Distribuidoras

El Subanexo 2 del contrato de concesión de, por ejemplo, Edenor y Edesur, desarrolla el Procedimiento para el Cálculo del Cuadro Tarifario y determina que el Cuadro Tarifario se calculará sobre la base de:

- El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y Mercado Spot).
- Los costos propios de distribución vigentes.

Dicho Cuadro Tarifario, será recalculado cuando se produzcan variaciones del precio medio estacional (Mercado Spot), calculado por el Organismo Encargado del Despacho (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, CAMMESA), como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.

El Contrato de Concesión preveía que los costos propios de distribución se recalcularan cada seis meses, con una plena vigencia en los 6 meses siguientes a la fecha de actualización, utilizando un mecanismo de indexación basado en índices de precios de los EEUU.

Este procedimiento fue eliminado por la Ley N° 25.561 mediante la cual se deroga y prohíbe cualquier tipo de mecanismo indexatorio de tarifas de servicios públicos.

Del mismo modo, quedaron derogadas las disposiciones que preveían que todos los costos antes mencionados se calcularán y recalculan en dólares estadounidenses, quedando “pesificadas” las tarifas al tipo de cambio 1 x 1.

5.2 Políticas ambiental, de eficiencia energética y de energías renovables

La desaceleración que enfrentó la economía argentina a partir de 1998 ofició de freno al proceso de crecimiento del sector eléctrico, debilitando así los incentivos que permitieron expandir el parque generador, ya sea a partir de la finalización de obras hidráulicas, la reconversión de unidades térmicas existentes o a través de la instalación de nueva maquinaria de última generación (Ciclo Combinado), acompañando el crecimiento de la demanda que entre 1991 y 2001 ascendió a 5,6% a.a.

La contrapartida a esta corriente de inversiones fue la significativa disminución de precios en el MEM, del orden del 70% entre 1992 y 2001, ayudada sin duda por la mayor oferta de gas natural motivada por la transformación de ese sector.

Así pues a partir de ese año se verificó una disminución en la corriente de inversiones orientadas a este sector de cara a las expectativas de crecimiento de la demanda. El año 2002, signado por la emergencia económica y social, mantuvo en estado latente este problema potencial, atento a la disminución observada en la demanda de energía eléctrica (-2%) y la importante oferta de energía de origen hidráulico.

La recuperación del nivel de actividad registrado en el 2003 y su correlato en la demanda de energía eléctrica y gas natural no hace sino poner nuevamente sobre el tapete la necesidad de sentar las bases que permitan atraer hacia el sector una corriente de inversiones que garanticen el abastecimiento a valores de la energía acordes con las necesidades de la estructura productiva y social del país.

5.2.1 La política ambiental en el sector eléctrico

Los contaminantes provocados por la combustión en centrales eléctricas que pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional, son el NOx, SO2 y material particulado (este último puede contener trazas de metales pesados).

Por consiguiente, el conocimiento de los niveles de base de dichos contaminantes, resulta indispensable para la evaluación del impacto ambiental generado por nuevas fuentes contaminantes y determinar la factibilidad del desarrollo de proyectos.

En Argentina no se cuenta con dicha base informativa, por lo que resulta necesario cooperar con otras áreas del gobierno, en la investigación para desarrollar y aplicar metodologías e intercambio de datos, en particular los datos de inmisión de las distintas áreas territoriales, a efectos de determinar una zonificación de áreas de riesgo y poder establecer en el futuro exigencias diferenciales de acuerdo con los niveles de contaminación en las diferentes zonas del país.

Con la Resolución SEyM N° 108/2001, se han profundizado los requerimientos de niveles de emisión (fundamentalmente NOx), para los nuevos proyectos termoeléctricos, respecto de las exigencias establecidas en la anterior Resolución SE N° 182/95.

Además, un estudio realizado por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) para el ENRE, donde se efectuaron mediciones de calidad de aire en las zonas de influencia de las centrales térmicas ubicadas en San Nicolás, Luján de Cuyo y Buenos Aires, se constató la influencia de los distintos contaminantes, básicamente los vinculados a las centrales eléctricas (Material Particulado, NO_x y SO₂).

El estudio ha estado orientado a definir criterios ambientales para la instalación o ampliación de centrales térmicas en la República Argentina.

Según surge de las mediciones que se realizaron en marzo y julio del 2001 con mediciones horarias, no se presentan resultados atribuibles a las centrales termoeléctricas, que puedan considerarse riesgosos.

Según concluye el referido informe, de los resultados del monitoreo en todo el país, el impacto de las emisiones gaseosas de las centrales térmicas sobre el entorno local es sumamente reducido, recomendando que las especificaciones establecidas por la Secretaría de Energía en cuanto a emisiones de centrales térmicas no se modifiquen en los próximos 10 años.

No obstante ello, esta situación podría variar si se mantiene la tendencia de falta de inversiones en generación y en ampliación de gasoductos, trayendo como consecuencia el aumento del consumo específico medio del parque de generación térmica y el consumo de carbón y fuel oil por restricciones al uso de gas natural para centrales eléctricas.

Las restricciones de gas para usinas registradas en 2004, combinadas con un período de disminución de aportes de agua en las principales regiones productoras de hidroelectricidad, obligaron a recurrir incrementar la componente térmica de generación y a la utilización de una mayor proporción de combustibles líquidos, en sustitución de los faltantes de gas, que incrementaron levemente las emisiones de las centrales.

Tabla 17. Emisiones Sector de Generación Térmica

AÑO	GWh	Gg CO ₂	kg CO ₂ /MWh	Gg NO _x	kg NO _x /MWh
1990	20.180	15.072	747	51,08	2,53
2000	46.085	25.293	549	41,88	0,91
2001	38.929	19.166	492	30,07	0,77
2002	34.945	16.303	467	24,50	0,70
2003	42.288	19.531	462	29,87	0,71
2004	52.983	25.389	479	37,93	0,72
Variación 04/03		30,0%	3,7%	27,0%	1,4%

Fuente: Secretaría de Energía

5.2.2 La política de uso eficiente de la energía

La Dirección Nacional de Promoción, dependiente de la Secretaría de Energía, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, tiene como responsabilidad primaria “promover programas conducentes al uso eficiente de la energía y al desarrollo de las fuentes nuevas y renovables”, de acuerdo al objetivo de política definido para la Secretaría de Energía en el Decreto 1142/2003.

En este marco, la Secretaría de Energía se ha propuesto promover la eficiencia energética en el ámbito del consumo final de modo tal de:

- Disminuir la incidencia de la factura energética de los hogares, logrando de este modo una mejora en las condiciones de vida de los hogares, haciendo hincapié en los sectores de bajos ingresos.
- Reducir el costo de las actividades productivas, mejorando así sus condiciones de competitividad.

- Dar mayor eficacia al gasto público, disminuyendo la incidencia del costo de la energía en los servicios que presta el Estado
- Conservar los recursos energéticos agotables.
- Disminuir los impactos del consumo de energía sobre el medio ambiente local y global.

Las líneas estratégicas claves de la política de promoción de la eficiencia energética en la Argentina consideran el desarrollo de los siguientes aspectos:

- Desarrollo de marcos regulatorios que propicien medidas de eficiencia energética.
- Diseño apropiado de la organización institucional que congregue a los diferentes actores interesados en el desarrollo del mercado de eficiencia energética.
- Implementación de un Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en edificios de la Administración Pública Nacional.
- Concientización, difusión y educación de los consumidores, decisores, profesionales y público en general en Ahorro y Eficiencia Energética.
- Estimulación del mercado mediante incentivos y desincentivos económicos.
- Disponibilidad de mecanismos financieros apropiados.
- Fomento de la investigación y desarrollo (I&D) en el campo de la Eficiencia Energética.
- Diseño y puesta en marcha de un sistema de información sobre tecnologías disponibles, costos y beneficios de la mayor eficiencia energética.

Las actividades que están previstas desarrollar en el transcurso del año 2006 incluyen la continuidad de acciones actualmente en curso y la implementación de otras nuevas:

- Programa de Calidad de Artefactos Energéticos (PROCAE), que impulsa el etiquetado de eficiencia energética en Argentina.
- Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en Edificios Públicos (PAyEEEE)
- Programa de Incremento de la Eficiencia Energética y Productiva en PyME (PIEEP)
- Actividades preparatorias del Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina – GEF - Banco Mundial.

5.2.3 La política de promoción de las energías renovables

Del mismo modo, la Dirección Nacional de Promoción, tiene como responsabilidad el desarrollo de las fuentes nuevas y renovables, de acuerdo al objetivo de política definido para la Secretaría de Energía en el Decreto 1142/2003.

Hidroelectricidad

La gran cantidad de proyectos identificados de pequeña y mediana escala, que aportarían un significativo potencial hidroenergético, constituyen una alternativa válida dada la situación económica actual.

Estos proyectos impactarían significativamente sobre el desarrollo regional, considerando los propósitos múltiples que incorporaría el proyecto además de la provisión de energía, y serían por otra parte muy buenas oportunidades de calificar como proyectos MDL.

Considerando la participación preponderante de insumos nacionales tanto en la obra civil de como en el equipamiento electromecánico, estos proyectos constituyen una posibilidad válida frente a las alternativas térmicas convencionales.

Los grandes proyectos hidroeléctricos, además de su escala diferente de inversiones, deben afrontar polémicas en la comunidad que pueden llegar a prolongarse en el tiempo, por ello debe hacerse una buena identificación previa de los aspectos críticos que los condicionan, recordando que actualmente por estas circunstancias, junto con los proyectos de energía nuclear, no califican para el MDL.

Por ello, la Evaluación de Impacto Ambiental en este tipo de obras es de fundamental importancia, debiendo dar los elementos necesarios para identificar la viabilidad de la obra, y no convertirse en un mero trámite administrativo.

Energías Renovables No Convencionales

Las energías renovables no convencionales son cada vez más aceptadas en forma generalizada, aunque su escala es insuficiente en el contexto energético. Por tanto, se deberían realizar mayores esfuerzos en destinar recursos financieros y promover investigaciones para dar oportunidades a nuevos vectores energéticos, como el caso del Hidrógeno, para contar con tecnologías más competitivas y desarrollar nuevos mercados, visualizándose en el transporte su posibilidad más concreta.

Si bien no sería realista pensar que las energías no convencionales cobren preponderancia en la presente década, el uso de fuentes renovables, actualmente desarrolladas en los mercados dispersos, muestra la posibilidad de una opción rentable para el largo plazo, especialmente si los costos ambientales de las externalidades negativas derivadas del uso de combustibles fósiles se contabilizan entre los costos reales de las opciones tradicionales.

Energía Eólica

La Ley 25.019 sancionada el 23/9/98, declaró de interés nacional la generación eólica y solar. El Decreto 1.597 del 9/12/99 reglamenta la mencionada Ley.

La Resolución SE N° 304/99 fija las condiciones y requerimientos ambientales que deberán cumplir los generadores eólicos.

La Resolución SEyM N° 136/2000 fija el monto del gravamen establecido en la Ley 24.065 para afrontar el pago del centavo del Art 5° de la Ley 25.019, estableciendo la proporción de la recaudación global del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica y establece los requisitos legales y técnicos para ser reconocido como beneficiario de la remuneración mencionada.

La Resolución N° 113/2001 establece los requisitos para acogerse al beneficio del diferimiento del IVA y la estabilidad fiscal (art. 3° y 7° de la Ley 25.019).

La Resolución SEyM N° 333/01 modifica el monto del gravamen para remuneración de la generación eólica.

La potencia instalada hacia fines de 2002 alcanza los 25,66 MW y entre los generadores reconocidos se encuentran principalmente cooperativas que prestan el servicio de distribución eléctrica.

5.2.4 La política energética y el Cambio Climático

A través del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), los países desarrollados pueden utilizar reducciones de emisiones de GEI certificadas, llevadas a cabo en países en desarrollo por medio de proyectos que contribuya a su desarrollo sustentable.

Se considera que el MDL puede ser un instrumento interesante para Argentina, si se identifica un potencial importante de limitación de emisiones que genere inversiones adicionales y modernización, con la posibilidad de ingreso a potenciales mercados de créditos de emisiones para los inversores. A esto debe agregarse el anticipo en el tiempo ante un mercado emergente de largo plazo y regulaciones más estrictas en el futuro, sumado a la imagen empresarial, reconocimiento público y posibilidad de acceso a créditos blandos.

En el caso particular de Argentina, la potencial contribución del sector energético a la solución del problema global del clima, encuentra las mayores posibilidades en el desarrollo de las fuentes de emisión cero o de baja emisión.

Los relevamientos y estudios llevados a cabo hasta el momento indican que el MDL podría contribuir muy eficazmente, a través de la implementación de proyectos de abastecimiento de energía con energías renovables o de baja emisión, y en los sectores de consumo principalmente en el transporte y en proyectos de eficiencia energética.

Los proyectos que se desarrollen por el MDL deberán contemplar los principios establecidos en el PK, esto es, facilitar a los países desarrollados a dar cumplimiento a sus compromisos de reducción de emisiones, lograr un desarrollo sostenible de los países en desarrollo y contribuir al objetivo de la Convención. Para ello, la reducción de emisiones resultante deberá ser real, mensurable, a largo plazo y adicional a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto en cuestión.

CAPITULO II – CONCEPTO DE EFICIENCIA ENERGETICA Y ESCENARIOS

6. USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

Para entender apropiadamente el concepto de uso eficiente de la energía y en particular los beneficios que conlleva, es conveniente en principio definir algunos términos.

6.1 Usos Finales de la energía

El consumo de energía no representa un fin en sí mismo sino un medio para conseguir algo (un servicio) por lo que en realidad la demanda de energía enmascara otra demanda, la de los servicios que la energía nos puede proveer: comida caliente, ropa limpia, iluminación, transporte de personas y mercaderías, elevación de agua para irrigación, fuerza motriz en fábricas, calor de proceso, etc. A partir de esto se entiende por *servicio energético* (o uso final de la energía⁵) a aquella prestación, provista naturalmente o por un dispositivo, que utiliza energía para satisfacer una necesidad humana.

De este modo, la demanda de energía no tiene dinámica propia, sino que surge del requerimiento de los innumerables *servicios energéticos* —en cantidad y calidad— que la energía provee.

Un análisis completo para la provisión de servicios energéticos debería tener como propósito la búsqueda de opciones que requieran poca —o no requieran— provisión artificial de energía, a un bajo costo, y con mínimo —o nulo— impacto ambiental. Para ello se deberán identificar principalmente aquellos servicios que puedan ser provistos naturalmente con un adecuado diseño de instalaciones y/o procesos, en concordancia con estos requisitos. Los casos típicos en donde esto es factible son: iluminación y climatización ambiental. En otro tipo de procesos, típicamente los industriales, estas opciones son más escasas (aunque no inexistentes: tratamiento de efluentes⁶, destilación y secado por medio del sol, etc.), debido a sus características y a la intensidad energética requerida.

Entre los servicios energéticos más comunes encontramos el **transporte** (por automóviles, aviones, barcos, etc.), la **fuerza motriz** (por medio de motores de combustión interna, eléctricos, etc.), la **iluminación** (mediante lámparas incandescentes, de descarga, etc., o con luz natural), la **conservación de alimentos** (heladeras, freezers, etc.), la **cocción de alimentos**, la **calefacción** (estufas a gas o eléctricas), etc.

La Tabla 18 nos muestra una posible síntesis de los usos finales más importantes a partir de la energía eléctrica.

Tabla 18. Usos finales de la energía eléctrica.

Transporte
Movimiento de materiales
Procesos mecánicos
Calefacción
Enfriamiento
Iluminación
Manejo de la información
Transformación física/química

⁵ En general ambos términos se usan en forma indistinta. En este texto se utilizarán como sinónimos.

⁶ Digestión aeróbica o anaeróbica.

Los automóviles, las lámparas, las heladeras, las estufas, etc., son *artefactos de uso final*. El nexo entre el servicio provisto y la demanda de energía es la **tecnología** empleada en cada caso por el artefacto de uso final para transformarla en la forma o el servicio energético deseado. Para todos los artefactos de uso final—lámparas, ventiladores, motores eléctricos, cocinas, etc.—existen alternativas tecnológicas eficientes.

Lamentablemente, los análisis de consumo por usos finales son escasos, entre otras razones, por la dificultad técnica que implica su realización. Comúnmente los consumos energéticos, y en particular los de energía eléctrica, se hallan discriminados por región geográfica (límites políticos o comerciales) y/o por *sectores de consumo*, entendiendo por sector de consumo a la categorización del consumo total de energía por similitud física y/o funcional. Por ejemplo, todas las residencias particulares integran el sector residencial, todas las industrias el sector industrial, y así sucesivamente encontramos el sector transporte, agropecuario, comercial y público, etc.

6.2 Estrategia Energética en base a los Usos Finales

En virtud de lo analizado, la creciente demanda de servicios energéticos y consecuentemente de los recursos energéticos, representa uno de los desafíos más importantes que deberá enfrentar la humanidad en el futuro.

Algunos países —fundamentalmente los desarrollados— reaccionaron frente a las crisis energéticas de los '70 obteniendo ciertos éxitos recortando la demanda de petróleo mediante una combinación de medidas que involucraban la **substitución de combustibles** y el **uso eficiente de la energía**. Como resultado de esta intervención, los precios del crudo cayeron. Los años posteriores a 1973 demostraron un quiebre en la histórica correlación que existía entre el consumo energético y la actividad económica en la mayoría de los países industrializados: *el Producto Bruto creció mientras que el Consumo de Energía Total se mantuvo prácticamente constante en los niveles de 1973* (hasta mediados de la década del '80). La Fig. 3 muestra este fenómeno para el caso de los EE.UU., existiendo gráficas similares para el resto de los países desarrollados que implementaron políticas activas al respecto.

Pero aunque se alcanzó un cierto éxito en la reducción del consumo de energía total luego de la crisis del petróleo, el **consumo de energía eléctrica** continuó incrementándose y los costos de ampliación del sistema eléctrico constituyeron una pesada carga económica, particularmente en los países menos desarrollados. En la Fig. 1 se observa que el consumo de energía eléctrica siguió creciendo después de 1973 aunque a un ritmo mucho menor que el histórico.

Una estrategia energética dirigida a cumplir los objetivos del desarrollo sustentable se fundamenta en el análisis energético por usos finales de energía, el cual estudia de forma detallada cómo se utiliza la energía, e incorpora los conceptos de **uso eficiente de la energía** y de **gestión de la demanda** (UEGD). A causa de este énfasis sobre los usos, más que en las técnicas de planeamiento energético tradicional orientadas principalmente a incrementar el suministro para satisfacer un crecimiento previsto de la demanda exógena (sin indagar en los detalles de ésta), se la conoce también como “Estrategia energética orientada a los usos finales”.

Se entiende por **uso eficiente de la energía** a la aplicación de: a) tecnologías, sistemas o modos de uso que reduzcan la cantidad de energía consumida para conseguir el servicio energético deseado y de b) las metodologías necesarias para la promoción de a).

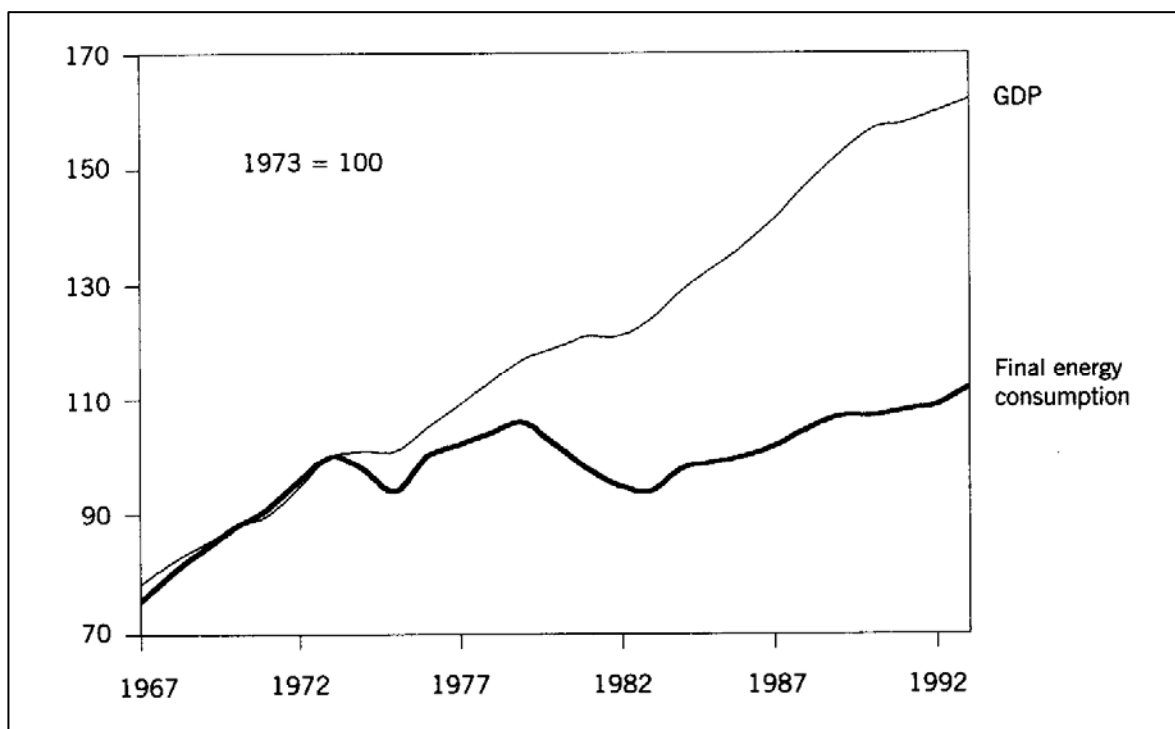


Figura 3. PBI vs. Consumo Final de Energía en los países de la OECD
Fuente: Laponche et al., 1997, p.70

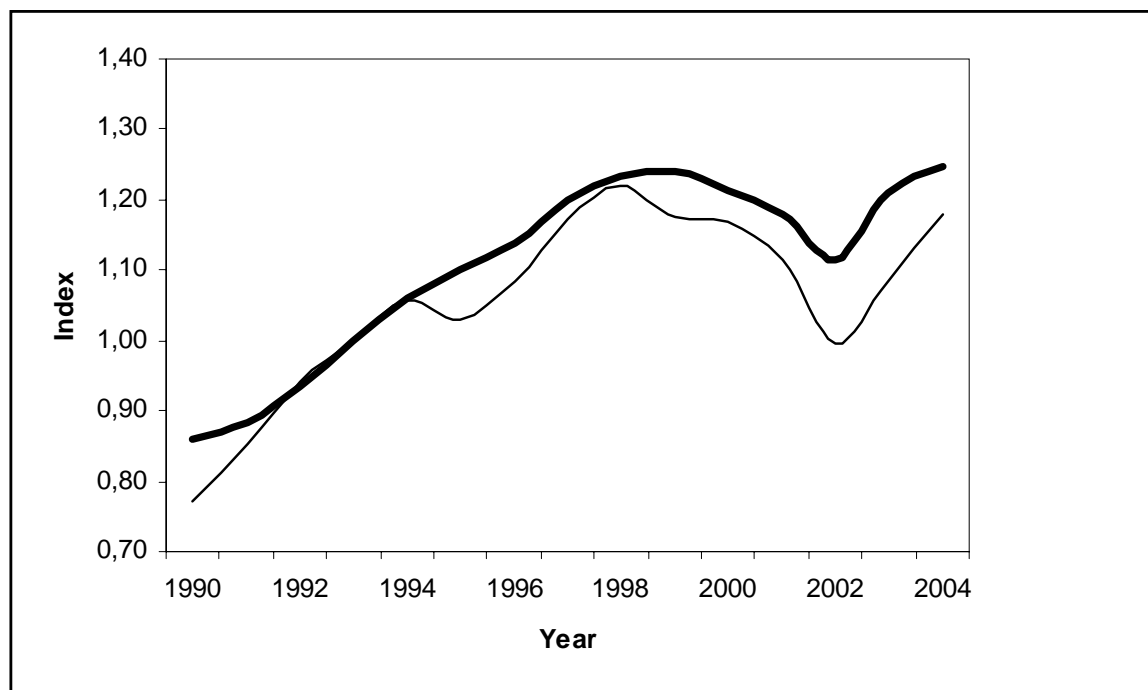


Figura 4. PBI vs. Consumo Final de Energía en la Argentina.

Fuente: Balance Energético Nacional (Secretaría de Energía) e INDEC

La **gestión de la demanda** se refiere a la aplicación de metodologías y/o tecnologías que modifiquen la forma de la curva de carga sin que esto implique necesariamente un menor consumo energético. Esto es fundamental **en el caso de la energía eléctrica** —que no puede ser convenientemente almacenada en grandes cantidades, y en donde el suministro debe seguir a la demanda instante a instante— razón por la cual la varia-

ción temporal de la carga es tan importante como la magnitud de la energía consumida. La eficiencia energética y la gestión de la demanda van de la mano en un futuro energético orientado a los usos finales.

La definición de la estrategia energética orientada a los usos finales comprende los siguientes pasos:

- a) **estimar la magnitud del consumo energético de cada uso final**, por ejemplo: transporte, iluminación, refrigeración, fuerza motriz industrial, etc. Estudiando pormenorizadamente los usos finales de la energía a partir de relevamiento de datos, auditorías, mediciones, etc.;
- b) **evaluar las tecnologías relacionadas con los artefactos de uso final empleados actualmente** (motores, lámparas, heladeras, etc.)—particularmente su eficiencia energética además de los aspectos técnicos, y los factores económicos y ambientales—consultando información técnica, mediante ensayos, etc.;
- c) **recopilar datos acerca de los artefactos de uso final energéticamente eficientes**, sus rendimientos, costos y otras características técnicas. Idem (b).
- d) **compendiar información acerca de las tecnologías alternativas para la producción de energía**. Incluyendo en el estudio fuentes y tecnologías tanto convencionales como no convencionales, y especialmente aquellas basadas en fuentes renovables y/o procesos de conversión menos contaminantes.
- e) **estimar la demanda futura de los servicios energéticos**. Basándose en la expectativa de crecimiento poblacional, el incremento en la actividad económica, y otros factores, o sea planteando un futuro *escenario energético*; y
- f) **elaborar una metodología para determinar la óptima combinación de tecnologías de producción, distribución y ahorro de energía**, con el objeto de satisfacer los futuros requerimientos de los servicios energéticos al mínimo costo social⁷.

Utilizando toda esta información puede determinarse cual es la combinación óptima de fuentes centralizadas y distribuidas, renovables y no renovables, aprovechando medidas rentables de eficiencia energética, gestión de la demanda y otras oportunidades identificadas en el análisis por usos finales.

Como se aprecia, esta estrategia cuestiona la correlación entre desarrollo y consumo energético con todas las consecuencias ya descritas conduciendo a una identificación de escenarios energéticos futuros que son mucho menos intensivos en capital y recursos (además de ser menos costosos en general), y ambientalmente menos conflictivos.

En el caso de la electricidad—que no puede ser convenientemente almacenada en grandes cantidades, y en donde el suministro debe seguir la demanda instante a instante—la variación temporal de la carga es tan importante como la magnitud de energía consumida. La eficiencia energética y la *gestión de la demanda* van mano a mano en un futuro energético orientado a los usos finales.

6.3 Otras Posibilidades de Ahorro

Las alternativas para hacer uso eficiente de la energía no se limitan a las tecnologías aplicadas a los artefactos de uso final. En rigor, estos artefactos integran, generalmente, un sistema que deberá ser estudiado en su totalidad. Por lo tanto se puede aumentar la eficiencia en algún otro componente del sistema que constituye la conversión energética para satisfacer un servicio. Estos otros componentes se denominan **elementos asociados** y pueden ser activos o pasivos. Los **sistemas de control**, también, pueden jugar un papel importante a la hora de disminuir los consumos.

El cambio en los **procesos industriales** constituye otra alternativa que ha conseguido disminuir significativamente la necesidad energética.

⁷Costos económicos directos mas costos indirectos, principalmente los costos ambientales.

La Tabla 19 resume una posible clasificación de las posibles medidas descriptas hasta aquí.

Pero las posibilidades de ahorro energético tampoco se limitan exclusivamente a las tecnologías utilizadas en los artefactos de uso final o en los elementos asociados al proceso de conversión final. El resto de los elementos de la cadena energética también puede ser optimizado. Por ejemplo, una central generadora puede ser más eficiente, pueden reducirse las pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica, etc.

Tabla 19. Medidas de uso eficiente de la energía eléctrica a nivel de uso final.

Mejora en	Ejemplos
aparatos de uso final	motores, lámparas, etc.
elementos activos asociados	bombas, ventiladores, balastos para lámparas fluorescentes, etc.
elementos pasivos asociados	cañerías, conductos, válvulas, acoplamientos, pinturas claras, aislación de heladeras, etc.
sistemas de control	Iluminación, aire acondicionado de edificios, velocidad de motores, etc.
procesos industriales	electromecánicos, termodinámicos, electrónicos, etc.
medidas arquitectónicas	Luz natural, aislación de edificios, calentamiento solar pasivo, películas aislantes en ventanas, etc.
contribución de la energía solar a nivel de uso final	colectores para calentamiento de agua, lámparas solares (con acumulación), vehículos solares, etc.
recuperación de energía	frenado regenerativo en tracción eléctrica.

Cambiar la **fuentes energética** puede conducir también a ahorros energéticos y beneficios económicos y ambientales. Históricamente, el reemplazo de leña y tracción animal por el carbón y, posteriormente, por petróleo y gas natural ha sido acompañado generalmente por ahorros substanciales de energía para desarrollar las mismas tareas. En bombeo para riego o en el calentamiento de agua para el sector residencial puede tener sentido reemplazar la electricidad por alguna otra forma de energía. La iluminación eléctrica es mucho más eficiente que las lámparas de kerosene (ampliamente utilizadas en muchas partes del mundo donde no llega la electricidad). Una política energética y eléctrica racional debería considerar el incremento de la iluminación eléctrica en aquellas áreas donde se utilice kerosene para iluminación.

Los **cambios estructurales** dentro de la **economía**, asimismo, pueden modificar el patrón de consumo energético. En sociedades industrializadas, las últimas décadas han visto un decrecimiento en la utilización de materias primas que eran energéticamente intensivas para su fabricación, y un incremento en el uso de materiales más especializados necesarios en menores cantidades.

La **urbanización**, de igual modo, también afecta notablemente el consumo energético dado que el desempeño del transporte, o la posibilidad de captar energía solar, se vinculan con la estructura de las ciudades. El enorme consumo de energía en el transporte particular en Norteamérica proviene de la distribución difusa de población la cual a la vez aumenta los recorridos y reduce la factibilidad del transporte público. En el otro extremo, tenemos el paradigma de la ciudad de Curitiba (Brasil), donde un desarrollo urbano bien planificado y mantenido a lo largo de las décadas conjuntamente con la creatividad de un sistema de transporte ejemplar han logrado uno de los éxitos más importantes en todo el planeta.

La **informática** desempeña un papel importante en la utilización de la energía. En la actualidad, se asiste a la llamada Revolución Informática, ya no se requiere mover materia—personas, papeles, documentos, etc.—de un sitio a otro sino que comunicamos ideas, sonidos, imágenes, etc. gracias a las espectaculares posibilidades que nos proporcionan las modernas tecnologías de telecomunicación: fax, módem, correo electrónico, televisión satelital, Internet, etc. Esta facilidad para transmitir información conjuntamente con su abundancia, además de disminuir las necesidades de transporte y consecuentemente el consumo energético derivado, permite tomar decisiones más acertadas, seleccionar convenientemente entre un mayor número de alternati-

vas, operar con mayor velocidad, etc., posibilidades éstas que impactan sobre la eficiencia con la que usamos la energía.

Por último, el consumo energético se encuentra vinculado también con aspectos tales como hábitos y/o comportamientos, conocimientos, creencias, símbolos de estatus, etc., de los consumidores, elementos éstos que podemos denominar **dimensión humana** del consumo de energía o “ineficiencia energética cultural” según algunos autores [Kempton y Schipper, 1994]. Esta categoría va ganando importancia en el análisis del uso eficiente de la energía, constituyéndose gradualmente en un área de estudio específica.

6.4 Barreras a la eficiencia

La eficiencia energética no se produce naturalmente ya que existen barreras que impiden u obstaculizan su avance. Como podrá apreciarse en muchos casos una barrera se relaciona fuertemente con otra produciéndose un círculo vicioso que sólo puede ser roto a partir de una estrategia integrada en donde todos los aspectos sean tenidos en cuenta a la vez.

Las barreras más importantes para la Argentina son:

Falta de conocimiento e información

Ausencia del concepto de la eficiencia energética. Los usuarios, a menudo, desconocen la existencia de alternativas para el uso eficiente de energía. En el caso de Argentina, además son pocos los profesionales vinculados directa o indirectamente con el sector energético que incorporan en sus actividades el concepto de eficiencia energética. Ni siquiera estos conceptos forman parte de la currícula —con pocas excepciones— de las carreras profesionales de Ingeniería, Arquitectura, Ciencias Económicas o Administración de Empresas. Es notable que algunos temas relacionados —las energías renovables y en general fuentes alternativas de energía— reciben mucho más atención, aún cuando muchas de estas aplicaciones son limitadas en el corto plazo.

Ausencia de información acerca de la eficiencia energética de los productos. Los pocos usuarios que han tomado conciencia sobre el tema se ven impedidos de adquirir artefactos eficientes debido a la falta de datos técnicos acerca de su rendimiento energético.

De esta manera las decisiones de compra (tanto de los usuarios domésticos como de aquellos especialistas en el tema) de aparatos que utilizan energía se efectúan desconociendo el consumo energético de estos durante su vida útil, cuyo costo, en la mayoría de los casos, supera holgadamente al de compra.

Inexistencia del producto

La situación descripta anteriormente hace que algunas alternativas tecnológicas no están disponibles en el mercado al cual tiene acceso el usuario. Cuando no existen datos confiables del rendimiento energético de los aparatos, tampoco se encuentran disponibles, en general, los equipos de alto rendimiento. En algunos casos, por ej. heladeras domésticas, el consumo unitario de los equipos en venta en el país es cinco veces mayor que los modelos más eficientes encontrados en el ámbito internacional.

Este aspecto está íntimamente relacionado con la falta de información conformando un círculo vicioso: los usuarios y los profesionales no conocen el tema ni exigen eficiencia por lo cual no existe demanda de aparatos eficientes, y éstos no están disponibles en el mercado.

Imperfecciones del mercado

La falta de información y de productos eficientes son algunos de los factores que impiden un adecuado funcionamiento del Mercado en busca del óptimo económico. Existen otros casos de falla de Mercado, entre los que pueden mencionarse los siguientes:

1. **Subsidios en el precio de energía.** Los subsidios constituyen un importante factor que impide que el Mercado promueva la eficiencia energética. Aunque se pueden justificar los subsidios para promover el desarrollo económico de ciertas regiones, el medio de lograrlo a través de tarifas eléctricas reducidas inhibe inversiones en la eficiencia a favor del derroche energético. En la actualidad, si bien no existen subsidios explícitos en la Argentina, las tarifas de electricidad y de gas natural se encuentran prácticamente congeladas a sus valores previos a la devaluación del 2001, con lo cual las tarifas se encuentran muy por debajo del costo marginal de suministro de estos energéticos. Por costo marginal, se entiende el costo (inversiones y gastos operativos) para aumentar el suministro de electricidad y gas natural. Si bien esta situación reduce la rentabilidad de la eficiencia energética, también conduce a una situación de escasez energética, con lo cual puede haber oportunidades para fomentar la eficiencia energética.
2. **Los costos externos no incluidos.** Los precios de los energéticos no incluyen los costos externos, principalmente aquellos asociados al impacto ambiental de la producción, transformación y uso de la energía. La protección ambiental origina en muchos casos un aumento en el costo de un producto o proceso, provocando pérdida de competitividad en un mercado basado exclusivamente en costos directos. Incluimos dentro de los costos ambientales al cambio climático, los distintos tipos de contaminación que afectan a la salud humana, la degradación del suelo, y la alteración o destrucción de ecosistemas.
3. **Desnivel financiero.** Aún sin subsidios explícitos, existe un desnivel financiero entre las inversiones en el uso eficiente y aquellas destinadas a cubrir los aumentos de la demanda energética. Mientras que quienes invierten en la provisión de energía (las empresas) tienen acceso a los créditos con tasas menores, quienes deberían hacerlo en eficiencia energética (los usuarios) sólo tienen un acceso limitado y a tasas substancialmente mayores. Por ejemplo, en Argentina, los vendedores de artículos para el hogar típicamente piden tasas de interés efectivas del 30 a 40% anual, aún cuando no haya inflación en la economía.
4. **Alta tasa de descuento implícita.** La mayoría de los usuarios no están dispuestos a invertir en todas las medidas del uso eficiente de la electricidad que se justificarían analizando su rentabilidad económica. Varios estudios confirman que el usuario invierte mucho menos del monto justificado económicamente y que sólo lo hace para recuperar su inversión rápidamente, por ejemplo en 1 a 2 años, o sea buscando una rentabilidad de 50 a 100% anual. Las empresas eléctricas, por su parte, recuperan su inversión mucho más lentamente. Otra interpretación de esta diferencia de perspectiva es la que nos muestra que la *tasa de descuento implícita* en las decisiones del usuario es mucho mayor que la correspondiente a la de las empresas de energía eléctrica. Una consecuencia de la brecha entre estas dos tasas es un exceso de inversiones en el lado del suministro de energía, aumentando el costo de los servicios energéticos y el impacto ambiental.
5. **Sensibilidad a los costos iniciales.** La falta de capital al momento de efectuar la compra de un artefacto eficiente puede limitar las posibilidades para su adquisición. Cuando el valor del producto eficiente es sensiblemente mayor (típicamente el costo de las lámparas fluorescentes compactas (LFC) es cinco a diez veces mayor que el de las lámparas incandescentes equivalentes en términos lumínicos) se dificulta enormemente la compra.
6. **Indiferencia a los costos de la energía.** Si bien las magnitudes del ahorro energético son muy importantes cuando totalizamos los beneficios que obtiene la sociedad en su conjunto, para cada uno de los usuarios los costos energéticos, y por lo tanto los beneficios económicos del ahorro de energía, representan muchas veces tan sólo una pequeña proporción de sus gastos totales. Por lo tanto no constituyen un atractivo importante a la hora de decidir una compra energéticamente eficiente.
7. **Los usuarios del sistema o aparato no son los responsables económicos.** A veces, el usuario de un sistema energético no es responsable del pago del costo energético. Este es el caso de los edificios

comerciales y públicos. Como ejemplo simple, se puede observar que el usuario de estos edificios normalmente no tiene ninguna motivación económica para utilizar la luz natural cuando esté disponible o para apagar las luces cuando están desocupados los locales. Lo mismo podemos citar respecto de los edificios residenciales multifamiliares en donde existen algunos gastos compartidos y en donde la administración del uso de energía de los lugares comunes lo realiza el encargado del edificio quien tampoco está motivado para el ahorro.

8. ***El fabricante del aparato o sistema energético no es responsable por el consumo.*** El diseñador o constructor de un aparato o de un edificio (sistema) rara vez es responsable por el posterior consumo energético del mismo. Por el contrario, tiene incentivos para bajar el costo inicial del producto o del proyecto y no los costos operativos, como los energéticos. Generalmente la disminución del primero se traduce en un aumento de los segundos. Una variante rige para edificios en alquiler. El dueño es el responsable de realizar las inversiones para mejorar el rendimiento energético del inmueble; y sin embargo es el inquilino el que generalmente se beneficiaría con los ahorros producidos.
9. ***Impedimentos institucionales.*** En muchos casos, incluyendo el argentino, las tarifas son tales que las empresas aumentan sus ingresos cuando los usuarios derrochan la energía. En este caso, los intereses económicos de los usuarios y las empresas están contrapuestos. Aún cuando se les exige a las empresas eléctricas (las distribuidoras en el caso de Capital Federal y GBA, a través de los Contratos de Concesión) que promuevan en uso racional de la energía entre sus usuarios, no lo harían con la voluntad necesaria porque puede significar una reducción importante de sus ganancias. Esto es sólo un ejemplo de las barreras institucionales a la promoción de la eficiencia energética.

La lista de las barreras al uso eficiente de energía es larga. Sólo se han expuesto brevemente algunas de las más relevantes.

6.5 Medidas para superar las barreras y capturar el Potencial de Ahorro

Superar las barreras enumeradas en el punto anterior exige desarrollar actividades específicamente dirigidas con este fin o que, en forma más integrada, apunten a conformar una estructura funcional que articule una política eficaz y comprensiva en el tema de eficiencia energética para la Argentina.

A continuación se tipifican los distintos tipos de programas encarados para superar las barreras en distintos países:

A. Programas de información y educación

1. Sistemas de Etiquetado de eficiencia energética
2. Auditorias energéticas
3. Capacitación de personal profesional y técnico
4. Información general de divulgación

B. Programas de desarrollo tecnológico

1. Desarrollo de componentes y artefactos eficientes
2. Desarrollo de procedimientos de diagnóstico y software
3. Proyectos de demostración de las nuevas tecnologías
4. Transferencia de tecnología para su comercialización

C. Transformación del mercado.

1. Instrumentación de normas de eficiencia mínima
2. Creación de conjuntos de consumidores que comprenden un mercado de suficiente escala para el desarrollo y comercialización de tecnologías avanzadas de eficiencia energética

3. Fomento de Empresas de Servicio Energético (llamadas ESCO) que financien mejoras en eficiencia cobrando una parte de los ahorros logrados
4. Fomento de la participación de empresas eléctricas y de gas en la promoción del uso racional de energía
5. Establecimiento de reglas de juego que faciliten la adopción del uso eficiente de la energía, por ejemplo:
 - a. Cuadros tarifarios que promuevan el uso racional de energía
 - b. Reglas para la compra y venta de energía eléctrica y calor proveniente de plantas de cogeneración

D. Incentivos económicos:

1. Financiación a usuarios que deseen invertir en el uso racional de energía
2. Financiación a fabricantes de equipos para modificar sus líneas de producción a favor a modelos eficientes
3. Financiación de las Empresas de Servicio Energético (ESCO)
4. Creación de incentivos fiscales: franquicias impositivas, arancelarias, etc. tanto a usuarios energéticos como a fabricantes de equipos eficientes

En este trabajo, algunos de estos ítems como ser: (A1) *Sistemas de Etiquetado de eficiencia energética*, (A3) *Capacitación de personal profesional y técnico*, (A4) *Información general de divulgación* e (C1) *Instrumentación de normas de eficiencia mínima* reciben una atención especial, y son objeto de una cuantificación detallada, motivo por el cual se desarrollan con más rigurosidad en los párrafos siguientes.

6.5.1 Programas de Etiquetado de Eficiencia Energética

Las Etiquetas de eficiencia energética son etiquetas informativas que se adosan a los productos manufacturados para describir su desempeño energético con el objetivo, básicamente, de mostrar a los consumidores cuál es el consumo energético y la eficiencia del producto que están comprando.

Las etiquetas de eficiencia energética pueden ser aplicadas sobre cualquier producto que utilice energía. Por



Figura 5. Etiqueta *Energy Star*, promovida por la Agencia de Protección Ambiental de los EEUU (US Environmental Protection Agency).

supuesto que en algunos casos es más conveniente que otros. Entre los más interesantes se encuentran aquellos grandes consumidores como ser: refrigeradores, lámparas eléctricas, motores eléctricos y equipos de aire acondicionado comercial y residencial. En otros casos como, a modo de ejemplo, las licuadoras, etc., con consumos muy bajos, el pequeño ahorro absoluto que puede producirse en estos aparatos difícilmente justifique el esfuerzo. En el mundo la lista de equipos que llevan esta etiqueta incluye diversos artefactos que utilizan tanto electricidad, como gas, agua, combustibles líquidos, etc. o que, sin consumir energía, conforman parte de un sistema influyen-

do en su consumo. A modo de ejemplo pueden enumerarse: lavadoras de ropa, televisores, equipamiento de oficina, ventiladores, regaderas (duchas), ventiladores, bombas, canillas, ventanas, puertas, etc.

El fundamento para el éxito de este sistema de etiquetado es que el consumidor, disponiendo de esta información, opte por los productos más eficientes. A su vez los fabricantes impulsados por esta preferencia colocan en el mercado modelos cada vez más eficientes y expuestos en relación a la eficiencia energética de sus

productos, producen mejores artefactos con lo cual las características de los artículos se habrán desplazado, al cabo de un tiempo, hacia modelos de menor consumo.

En el mundo existen innumerables formatos y tipos de etiquetas de eficiencia energética. Las hay del tipo que establecen sólo un sello de calidad energética que tienen como objetivo destacar aquellos productos que se encuentren en la “cima” de la eficiencia del mercado. El caso más difundido es el sello *Energy Star* de los EUA que se ha difundido en un principio a través de las computadoras personales y que luego fue incorporado a otro tipo de equipamiento. En la Figura 5 puede verse su diseño.

Otra forma de señalar la eficiencia es a través de etiquetas de tipo comparativo. Dentro de este formato existen dos tipos básicos: a) escala continua que establece el nivel del producto en cuestión dentro de todo el mercado nacional y b) sistema de Clases de Eficiencia en donde el producto queda categorizado por una letra, número u otro símbolo dentro de un rango preestablecido. El primer esquema es el que se utiliza en EUA, Canadá y México, mientras que el segundo es el que se utiliza en la Unión Europea y el que se está implantando gradualmente en algunos países de América del Sur (incluida la Argentina). En la Figura 7 pueden observarse estos esquemas.

Las escalas comparativas se utilizan siempre dentro de una línea equivalente de prestaciones de los productos, esto quiere decir que tanto las comparaciones como las clases que se establecen se instrumentan de manera tal de involucrar artefactos con prestaciones similares. Por ejemplo, una categoría para las heladeras con refrigerador y freezer, otra para freezers solos, etc.

Los sistemas por clases de eficiencia una vez implantados, y pasado un cierto tiempo requieren de una revisión debido a que pierden su efecto discriminador en la medida en que la mayor parte de los productos se han ubicado en la clase más eficiente.

Los sistemas de etiquetado pueden ser establecidos de forma voluntaria u obligatoria. Dentro del primer caso Japón es el ejemplo más destacado. La mayor parte del resto de los países se hallan dentro de un esquema obligatorio.

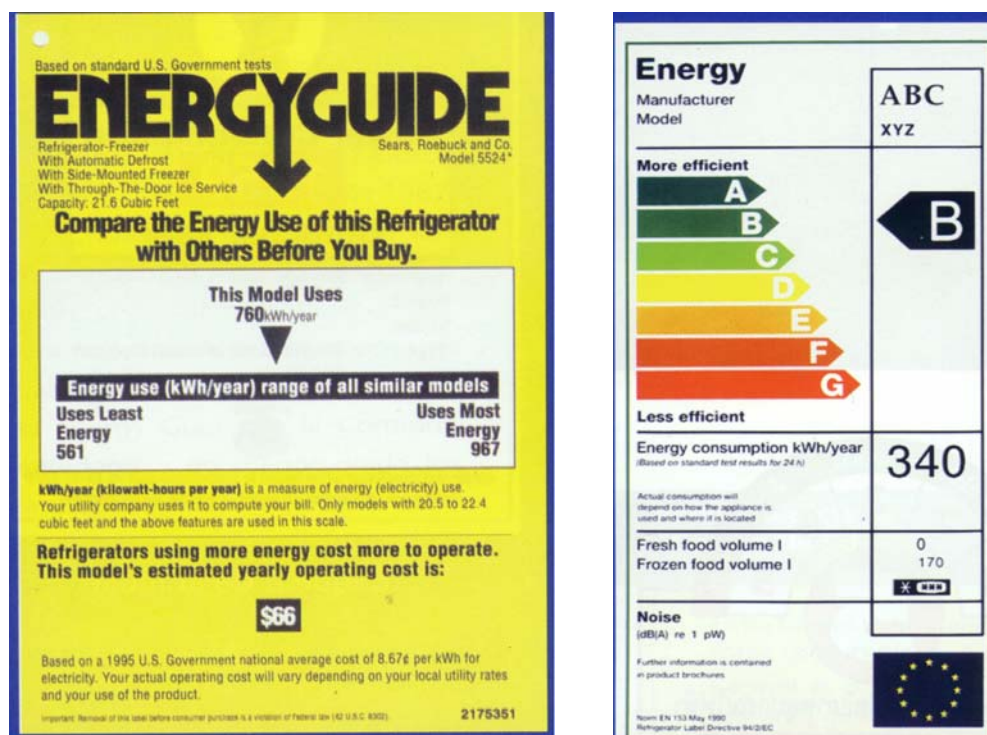


Figura 6. Etiquetas de eficiencia energética utilizadas en: EUA (izquierda) y en la Unión Europea y próximamente en Argentina (derecha)

6.5.2 Valores de Consumo Máximo (VCM)

Por lo general a la aplicación de un sistema de etiquetado le sucede, luego de unos pocos años, una etapa de establecimiento de Valores Consumos Máximos (o estándares de eficiencia mínima) que fijan límites de consumo energético (usualmente máximo consumo de energía o eficiencia mínima) basados en un protocolo de ensayo específico. Estos valores impiden, lisa y llanamente, la comercialización de productos que no tengan un desempeño mínimo, erradicando de esta manera a los modelos más ineficientes.

Esta es una de las medidas más efectivas para controlar y disminuir el consumo de una gama de artefactos. En el escenario alternativo se establece claramente el momento en que se implementarán y el nivel con que entrarán en vigencia estos límites para los distintos usos finales en Argentina.

Excepcionalmente, en algunos países como Japón los objetivos de los VCM son voluntarios y no obligatorios y ni siquiera existe algún tipo de penalidad estipulada para su cumplimiento. Aún así, esto es suficiente para que los objetivos se cumplan.

Los estándares de eficiencia mínima pueden restringirse a cada producto o fijarse para que controlen la eficiencia mínima promedio de toda una gama de productos. En el primer caso se fija el estándar para cada producto dejándosele al fabricante que establezca de qué forma lo alcanzará. Por ejemplo, en el caso de los refrigeradores domésticos, mayor aislación o mejor eficiencia en el compresor, etc. Mientras que en el segundo, como sucede en Suiza y Japón, lo que se hace es fijar una meta en un rango de productos dándoles más flexibilidad a los fabricantes para lograr el objetivo. El inconveniente de este último procedimiento es que depende de las ventas dentro de cada una de las clases por lo cual su seguimiento se vuelve complejo.

En aquellos países en donde se han implementado los VCM tanto la determinación de las clases de eficiencia energética como los valores de consumo mínimo son establecidos a partir de rigurosos estudios de mercado, técnicos y económicos que determinan cuál es el valor óptimo para establecer los rangos y los límites. Participan en este proceso organismos del estado, fabricantes, laboratorios de investigación, ONGs, etc. El criterio utilizado, en general, es el de aproximarse al menor costo del ciclo de vida del producto en cuestión. Una vez establecido un nuevo límite, más exigente que el anterior, se fija un plazo, del orden de los dos años, para su entrada en vigencia.

En el capítulo de heladeras y freezers puede verse un buen ejemplo del efecto de aplicación de esta medida en EUA.

La implementación de los sistemas de etiquetado y VCM requiere de una estructura regulatoria y legal que determina claramente cómo se estructurará su funcionamiento, cuáles serán las distintas responsabilidades de los organismos involucrados, cuál es el cronograma de las acciones a desarrollar, etc. En Argentina este trabajo ha sido desarrollado al momento solamente para etiquetar algunos aparatos eléctricos. Resta aún las normativas necesarias para avanzar sobre otros artefactos eléctricos, de gas, aquéllos que no consumen energía y la que permita establecer VCM para todos los aparatos.

6.5.3 Educación y Difusión

Una política integral de eficiencia energética debe contener programas de educación en los distintos niveles: primarios, secundarios y terciarios y universitarios; estos últimos con especial énfasis en todos aquellos profesionales vinculados directamente o indirectamente con los temas del uso de la energía: ingenieros, arquitectos, administradores de empresa, entre otros. El objetivo de estos programas de educación será la extensión del concepto de eficiencia energética y la formalización de los temas relacionados. Para ello deben definirse una serie de actividades que incluyan talleres, cursos de capacitación, etc. de temas prioritarios y, fun-

damentalmente, la incorporación dentro de las currículas de grado de los conceptos relacionados con eficiencia energética.

En particular el desarrollo de actividades de formación en el campo del diseño, operación y mantenimiento de instalaciones industriales y en los edificios del sector comercial y público, se encuentra muy avanzado en diferentes partes del mundo. En la Argentina la Dirección Nacional de Promoción de la Secretaría de Energía se encuentra articulando el Programa Ahorro y Eficiencia en Edificios Públicos, con este sentido.

A su vez como los sistemas de etiquetado se apoyan en la correcta interpretación de la etiqueta de eficiencia energética y posterior acción por parte de los compradores de los productos etiquetados, se requiere de una fuerte campaña de comunicación y difusión de las etiquetas tanto al público en general como, particularmente, a los vendedores de los productos etiquetados que deberán proveer del correcto asesoramiento a los compradores.

6.5.4 Compras centralizadas de instituciones, empresas, etc.

Ciertas empresas, organismos, instituciones, entre otras, dada su envergadura, pueden conformar un volumen importante de compras de artefactos consumidores de energía. Cuando una determinada organización ya sea estatal o privada decide como política de compra la incorporación de la evaluación del costo inicial más el de operación y mantenimiento de los productos que consumen energía produce, dado su peso relativo, un efecto importante en el mercado, que se conoce como *transformación del mercado*. Esto es, el mercado recibe una fuerte señal que los induce a producir y competir con productos más eficientes.

Uno de los ejemplos más fuertes en este sentido es el del Gobierno Federal de los EE.UU. que es la institución compradora más grande del mundo, gastando más de 10.000 millones de US\$ anualmente en productos que consumen energía. El Programa Federal de Administración Energética (FEMP) del Departamento de Energía lidera este tema determinando las características de los productos que compran las agencias federales. De esta manera ayuda a desarrollar y expandir el mercado de productos eficientes.

6.5.5 Mecanismos de financiación

La financiación de productos eficientes o de programas es otra línea de trabajo que debe ser impulsada teniendo como objetivo favorecer la adquisición de productos más eficientes y/o la remodelación de instalaciones para que lo sean. El financiamiento puede provenir del sector estatal o del sector privado. Para éste último, los organismos financieros deben comprender el tema y viabilizar las inversiones del sector productivo o de servicios en este tipo de tecnologías y/o sistemas.

7. ESCENARIOS ENERGÉTICOS

Un escenario energético es la proyección a futuro del comportamiento del sector energético a partir de un conjunto de suposiciones del comportamiento de aquellas variables que intervienen en su determinación.

En el caso del presente trabajo, se construyen escenarios que permiten cuantificar cuál es el efecto de aplicar una determinada política energética respecto a no hacerlo. Los sectores involucrados en el trabajo son principalmente el sector eléctrico y el sector del gas natural que se estudia en forma más estimativa, pero cuya influencia en las emisiones es importante y se encuentra también fuertemente vinculado con el sector eléctrico.

Para poder proceder con el cálculo se deberá primeramente construir el Escenario de Referencia o *Business as Usual* (BAU) que representa aquel escenario que refleja la evolución del sistema manteniendo sus características actuales y el Escenario Alternativo que estima cómo se comportará el sistema cuando se realicen

determinado tipo de intervenciones en las políticas energéticas del sector orientadas, como ya se mencionó, a promover el uso eficiente de la energía eléctrica, en los sectores residencial, industrial y comercial y público y en el gas, con los sectores industrial y residencial.

Se han construido, a su vez, uno o más Escenarios Alternativos, el denominado *FVSA-WWF 1* (o abreviadamente *FVSA 1*) que representa la propuesta objetiva de política de este trabajo, y el *FVSA-WWF 2* (*FVSA 2*) que cuantifica una visión de cambio muy profunda que permite ver hasta dónde podría llegarse de avanzar al máximo con las acciones de promoción de la eficiencia energética. Entre estos dos escenarios queda conformado un rango de posibilidades a explorar.

El potencial de ahorro de energía —la diferencia entre los dos escenarios— depende entonces de la evolución futura de éstos, y permite conocer con aproximación la magnitud de los beneficios enumerados anteriormente.

Los escenarios energéticos pretenden cuantificar y calificar, en forma ambiciosa y a la vez viable, el potencial de reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de otros impactos ambientales en el Sector Eléctrico de la República Argentina, para el período 2006 a 2020, como parte de la contribución nacional a la estabilización del clima mundial. En este escenario se promoverá la introducción de fuertes políticas orientadas a promover la eficiencia energética en el corto y mediano plazo.

Los escenarios se construyen, aplicando una metodología *Bottom-up* esto es, que reconstruye el consumo de un determinado uso final a partir de las suposiciones que conforman la magnitud del servicio energético evaluado: población, cantidad de artefactos y saturación, tipo de tecnologías utilizadas.

Se describen entonces las presunciones básicas sobre las cuales se construyen cada uno de los escenarios.

7.1 Escenario de Referencia o Business as Usual

Para definirlo se extrapolan al futuro las principales tendencias que surgen del análisis histórico de las principales variables que determinan la evolución del consumo de energía eléctrica, en donde no se plantea ninguna acción de Eficiencia Energética (EE), ni de Gestión de la Demanda (*Demand Side Management - DSM* en inglés) tendiente a modificar los patrones de consumo de los distintos tipos de usuarios, aunque presume una leve incorporación “natural” de la eficiencia en los distintos sectores de consumo.

En términos generales, para proyecciones de largo plazo, como es en el caso presente, donde se plantea el año 2020 como año horizonte de las proyecciones, las variables determinantes de la demanda de energía son el nivel de actividad económica, medido a través del Producto Bruto Interno (PBI) o del Valor Agregado Bruto (VAB), y el crecimiento de la población.

Distinto es el caso para proyecciones de corto plazo o mediano plazo, donde se requiere de pronósticos acotados, para los cuales además de considerar el PBI y la Población, tiene influencia los precios como variables explicativas de la demanda.

7.2 Escenario Alternativo FVSA 1

Incorpora programas para promover el Uso Eficiente y Gestión de la Demanda de energía (UEGD). Cuanto mejor sean los programas, más cerca se estará del escenario de ahorro máximo. Esta alternativa es lo que constituye nuestro escenario alternativo *FVSA 1*. Este escenario se construye en nuestro caso a partir de la implementación de políticas integradas de eficiencia energética que incluyen sistemas de etiquetado, estándares

res de eficiencia mínima, capacitación y difusión de buenas prácticas de diseño, operación y mantenimiento de instalaciones, mecanismos de promoción de las tecnologías eficientes, entre las medidas más destacadas.

El desarrollo de este escenario se basa en el análisis de los datos existentes y en una serie de suposiciones que deben establecerse acerca de las distintas variables que conforman la evolución de la demanda: políticas energéticas, contexto internacional, precios de los energéticos, cambio de la población, en los niveles de confort, nuevas prestaciones brindadas por artefactos eléctricos, etc.

En el capítulo IV se desarrollan con mayor profundidad los supuestos establecidos.

7.3 Escenario Alternativo FVSA 2

La evolución de la *demanda por servicios energéticos* en este escenario es la misma que en los anteriores escenarios pero, a diferencia de ellos, incorpora al máximo posible las alternativas tecnológicas de mayor eficiencia y otro tipo de medidas tales como: difusión y operación y mantenimiento de las instalaciones, siempre y cuando éstas sean rentables, aunque los márgenes de rentabilidad en este caso son menores que en el escenario FVSA 1.

En la Figura 7 se esquematiza la evolución de los escenarios planteados.

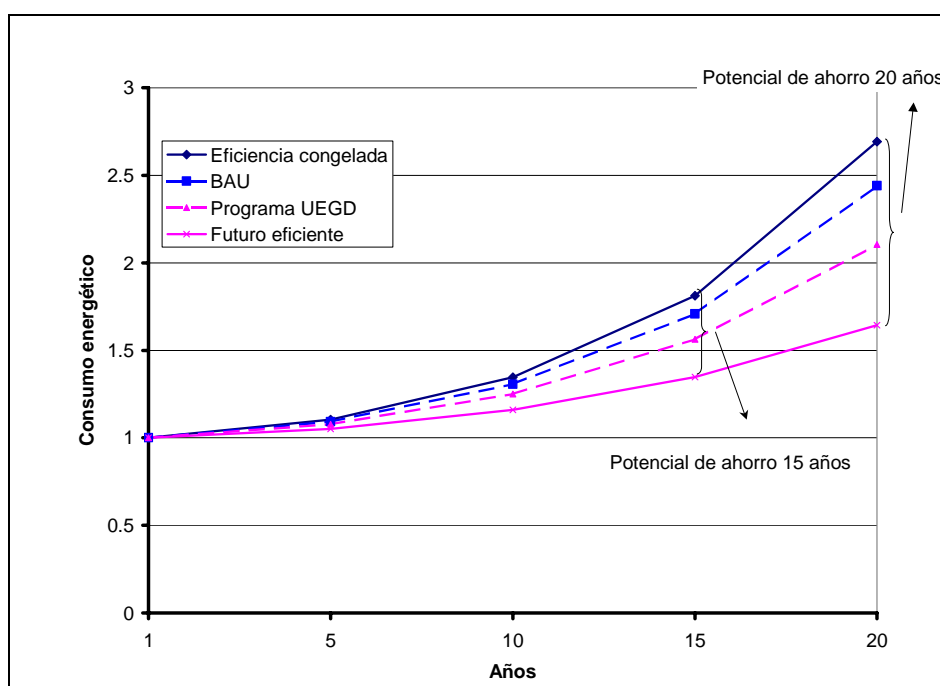


Figura 7. Proyección de la evolución del consumo energético según distintos escenarios

Paralelamente, estos escenarios de demanda definen los escenarios de potencia demandada (MW), lo cual, conjuntamente con los escenarios de consumo energético, resultan de vital importancia a la hora de definir las centrales eléctricas que deberán ser construidas, o cuya construcción podrá ser evitada o pospuesta a futuro. A partir del escenario del consumo energético y, en el caso de la electricidad, del parque de generación para satisfacer la demanda, se elaboran escenarios de emisiones de CO₂ (ver ejemplo Figura 8).

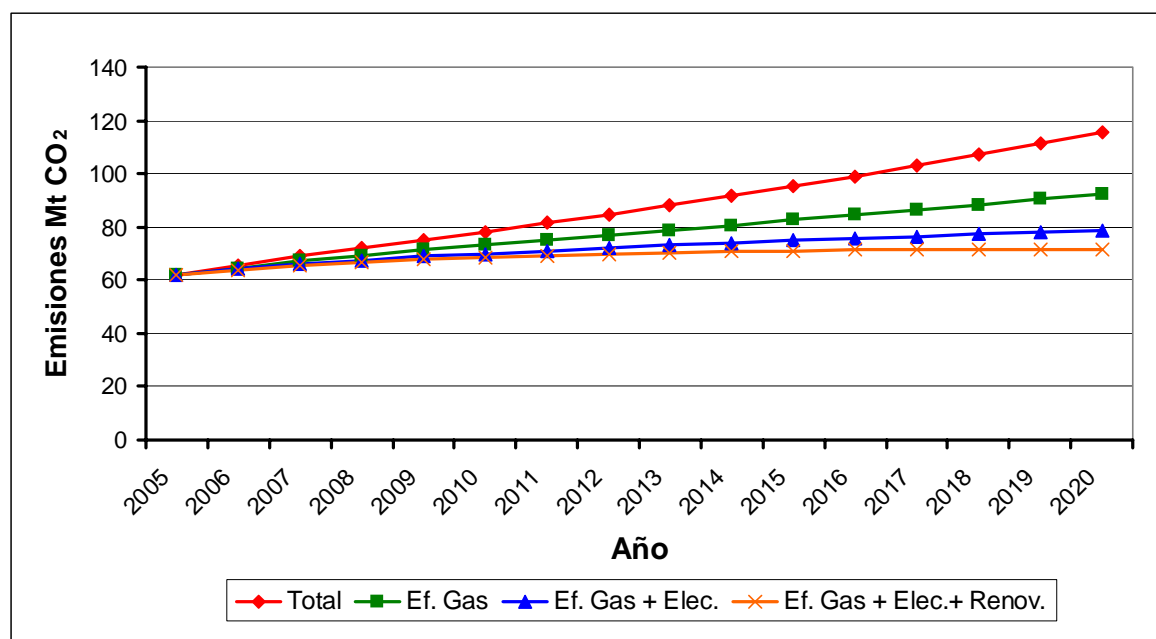


Figura 8. Ejemplo de distintos Escenarios de Emisiones de CO₂

La existencia de los escenarios de referencia y alternativos permite entonces introducir el concepto de Potencial de Ahorro:

Se define **POTENCIAL DE AHORRO** como la “diferencia entre la evolución del consumo de energía sin la introducción de medidas de ahorro (referencia) y el caso en que un conjunto o todas las medidas del uso eficiente de la energía y gestión de la demanda (UEGD)⁸ estén incluidas en el patrón del consumo”.

El potencial de ahorro, brinda una medida de cuánta energía podría ahorrarse de llevar adelante una política de uso eficiente. **Los potenciales de ahorro** se calculan en base a ciertos supuestos:

- en ningún caso contemplan una disminución del servicio brindado por la energía o sea **no implican «sacrificio» alguno**;
- se basan en tecnologías **actualmente disponibles en el mercado** (aunque en algunos casos no necesariamente en el nacional) y cuyo costo y comportamiento son conocidos;
- sólo incorpora los ahorros producidos en aquellas aplicaciones en donde éstas son **económicamente rentables**. Es decir, en aquellos casos en donde: i) el costo inicial del equipamiento eficiente resulte mayor que el ineficiente o en el que ii) la medida de eficiencia involucre algún tipo de acción mayor en Operación y Mantenimiento de las instalaciones que tenga mayor costo y estos mayores costos se vean compensados por la disminución en el consumo energético y, consecuentemente menor gasto a lo largo de la vida útil del equipo.

El cálculo completo de los distintos indicadores de rentabilidad económica necesita, entre otros datos, conocer las inversiones, impuestos, otros costos directos —costo de la energía, costo de la potencia— y los indi-

⁸ Ver definición en Introducción.

rectos —mantenimiento y otros—, estimar la magnitud del ahorro de energía, la vida útil del proyecto e incorporar un factor que relacione los beneficios a producirse en el futuro (ahorro energético y otros) con la inversión efectuada en el presente. En algunos casos, también pueden requerirse la consideración de algunas externalidades como por ejemplo las ambientales.

El potencial de ahorro varía con el tiempo, fundamentalmente porque crece la demanda de servicios energéticos (por ejemplo por el crecimiento de la población) aumentando también la demanda con eficiencia congelada—y proporcionalmente— el potencial del ahorro. Además las medidas de ahorro (p.e. reemplazo tecnológico) van penetrando lentamente en el parque de artefactos en plaza y al cabo de los años va creciendo el ahorro que puede obtenerse.

Por eso, para el cálculo del potencial de ahorro se parte de un año “base” y se llega hasta un determinado año límite o año horizonte. La selección del año horizonte representa una solución de compromiso entre un lapso muy extendido y uno muy corto, ya que debe ser comparable con —o mayor a— la vida útil de la mayoría de los aparatos (algunos de ellos con tiempos de vida media entre 20 y 30 años) que permita una introducción substancial de los artefactos eficientes. Más allá de ese horizonte, las estimaciones se complicarían por varios factores: la introducción de nuevas tecnologías con capacidad de ampliar el potencial de ahorro, cambios estructurales en la economía que afectan la participación de distintas actividades en el producto nacional y la introducción de nuevos usos energéticos para los consumidores.

En nuestros escenarios hemos escogido como año base el 2006 y como año horizonte (2020) que está 15 años después del año base, permitiendo que se manifiesten una gran cantidad de ahorros sin realizar suposiciones sobre acontecimientos muy lejanos en el tiempo. Aún así, como podrá observarse, en muchos casos el potencial de ahorro que se produce no alcanza al máximo posible dado que la renovación del stock resulta demasiado lenta (por ejemplo en la construcción de los edificios).

El potencial de ahorro implica, en primer término, un menor consumo energético debido a la utilización de una tecnología más eficiente o a la modificación en la forma de utilización de un uso final estipulado. Pero la disminución del consumo energético produce además, una menor demanda de potencia (instalaciones eléctricas) y también una disminución en las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera por menor utilización de combustibles en la generación de electricidad, además de otros beneficios ambientales. La puesta en marcha de un plan de eficiencia energética puede tener como objetivos la reducción de cualquiera de los ítems mencionados en forma aislada o en cualquiera de las combinaciones posibles. A su vez como los supuestos establecen la evaluación solamente de medidas rentables económicamente, la introducción de estas políticas derivan en un importante beneficio económico.

8. REFERENCIAS DEL CAPÍTULO II

FEMP, Federal Energy Management Program, www.eren.doe.gov/femp/procurement

Kempton, W. y L. Schipper, 1994, “Expanding the Human Dimensions Research Agenda”, *Proceedings of the 1994 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, Vol. 1, pp. 1.85-90.

CAPITULO III. ESCENARIO DE REFERENCIA

9. ESCENARIO DE REFERENCIA

En este capítulo se desarrolla la evolución de todas las variables clave que conforman la evolución de la demanda de energía eléctrica y del gas natural, en los sectores de consumo más importantes.

9.1 Escenario Socio Económico

El escenario socioeconómico queda determinado a través de la definición de la evolución esperada para el Producto Bruto Interno (PBI) y el crecimiento de la población.

9.1.1 PBI

La serie de PBI a precios de mercado de 1993 es elaborada por el área de Cuentas Nacionales del INDEC. Corresponde a la serie de PBI expresada en pesos de 1993.

Entre los años 1999 y 2002, el PBI registra una caída del 15,0%, consecuencia de la grave crisis institucional y socioeconómica que se desató, sobre todo a partir de diciembre de 2001 y principios del año 2002, cuando Argentina abandonó el esquema de convertibilidad (1 Peso = 1 US\$) y “pesificó” la economía.

Desde fines del 2002, la economía argentina viene registrando una fuerte recuperación, traducida un crecimiento del PBI del 8,8% en el año 2003, 9,0% en el 2004, estimándose que el año 2005 cerrará con un crecimiento del 7,5%.

Las tasas de crecimiento del escenario de PBI para el período 2005 – 2010 corresponden a estimaciones de la Secretaría de Programación Económica del Ministerio de Economía y Producción. Para el subperíodo 2010 - 2020 se supuso un crecimiento sostenido del PBI a un ritmo anual del 3,5%.

Tabla 20. Escenario de PBI.

1990 - 2003	2005	2006	2007	2007 - 2010	2010 – 2020	2004 - 2020
2,6%	7,5%	5,0%	4,0%	3,7%	3,5%	3,9%

Partiendo de un PBI de millones de pesos 279.141 para el año 2004, expresado a valores constantes de 1993, bajo los supuestos considerados, se alcanzaría en el año 2020 un valor de millones de pesos 514.962, un 84% por encima del valor registrado en 2004, a un ritmo promedio anual de 3,9%.

9.1.2 Población

El crecimiento de la población presenta una tendencia definida como robusta, en el sentido que los cambios registrados cada diez años, período intercensal, son prácticamente despreciables.

En este caso se toman en cuenta las proyecciones de población para el total del país realizadas por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

En el período intercensal 1991 – 2001, la tasa de crecimiento de la Población resulta en 1,4% promedio anual.

Partiendo de una población estimada, para el año 2005 por el INDEC, en 39.423.862 habitantes, a los fines de la proyección de la población para el período 2005 – 2020 se considera una tasa promedio anual de 1,2%,

levemente inferior a la histórica, resultando al año horizonte una población total país de 47.148.388 habitantes.

9.2 Escenario Energético

9.2.1 Relación Energía – PBI

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de la Oferta Interna de Energía (OIE)⁹ y el PBI, para el período 1990 – 2004, en términos de índices de base igual a 100 para el año 1993.

Se observa que en los años 90´ existe una cierta correlación entre ambas variables hasta el año 1998, momento en que se inicia la etapa de crisis socioeconómica en el país, produciéndose el fenómeno de desacople de las mismas.

El análisis de regresión entre estas variables no arroja resultados estadísticamente aceptables, debido fundamentalmente a los pocos datos disponibles para la actual serie de PBI, que registra un cambio de base (1993) que dificulta la reconstrucción de la serie hacia atrás en el tiempo.

Por ello, y dado el largo período de proyección considerado, resulta más apropiado considerar el análisis tendencial de la Oferta Interna de Energía o Consumo Aparente de Energía, a fin de obtener una proyección razonable.

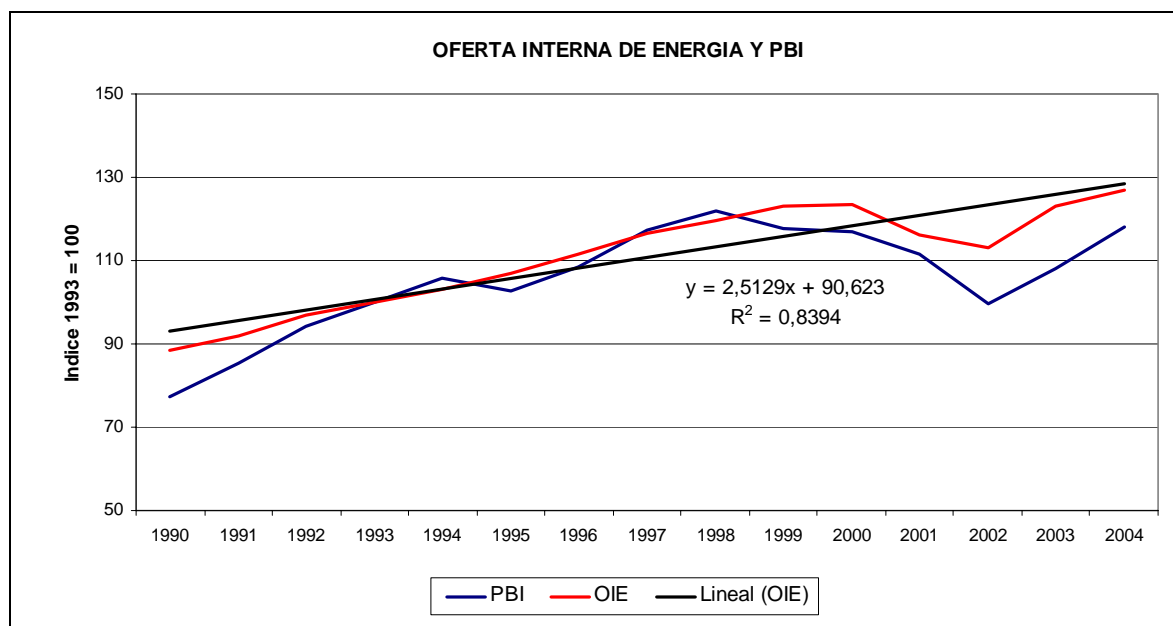


Figura 9. Oferta Interna de Energía y PBI en el período 1990-2004

La recta de tendencia para la Oferta Interna de Energía presenta un R^2 de 0,84, evidenciando un buen ajuste. La tasa de crecimiento de la tendencia resulta en una tasa promedio anual de 2,4%.

En el período 1990 – 2003, la Oferta Interna de Energía, considerada como Consumo Aparente de Energía, evolucionó a una tasa promedio anual de 2,9%, en tanto que el PBI lo hizo a una tasa de 2,6%. El cociente entre ambos valores resulta en una elasticidad – ingreso al consumo de energía de 1,1 para dicho período. Es decir, por cada punto de crecimiento del PBI, el consumo de energía crece un 10% más.

⁹ La Oferta Interna de Energía se obtiene a partir del Balance Energético Nacional, resulta de sumar la Oferta Interna de Energía Primaria más el saldo de comercio exterior de Energía Secundaria

Si consideramos el crecimiento del PBI para el período 2004 -2020, de 3,9%, y la elasticidad – ingreso de 1,1, resulta que el Consumo Aparente de Energía estaría creciendo al 4,3% anual promedio.

9.2.2 Requerimientos futuros de energía

Aún sin la existencia de programas específicos de promoción del uso eficiente de la energía, como se supone para el Escenario de Referencia, a futuro se espera que, de la mano del proceso de reposición de activos obsoletos, las nuevas tecnologías asociadas a los mismos puedan ser más eficientes, contribuyendo a amortiguar en parte el consumo de energía.

Entonces, para el período prospectivo considerado, es de esperar que la tasa de crecimiento anual del Consumo Aparente de Energía se encuentre entre el 2,4% que resulta de la recta de tendencia para el período 1990 – 2003, y el 4,3% que surge del análisis de la elasticidad – ingreso al consumo de energía, por lo cual se adopta una tasa de 3,2% anual acumulado para el período 2006-2020.

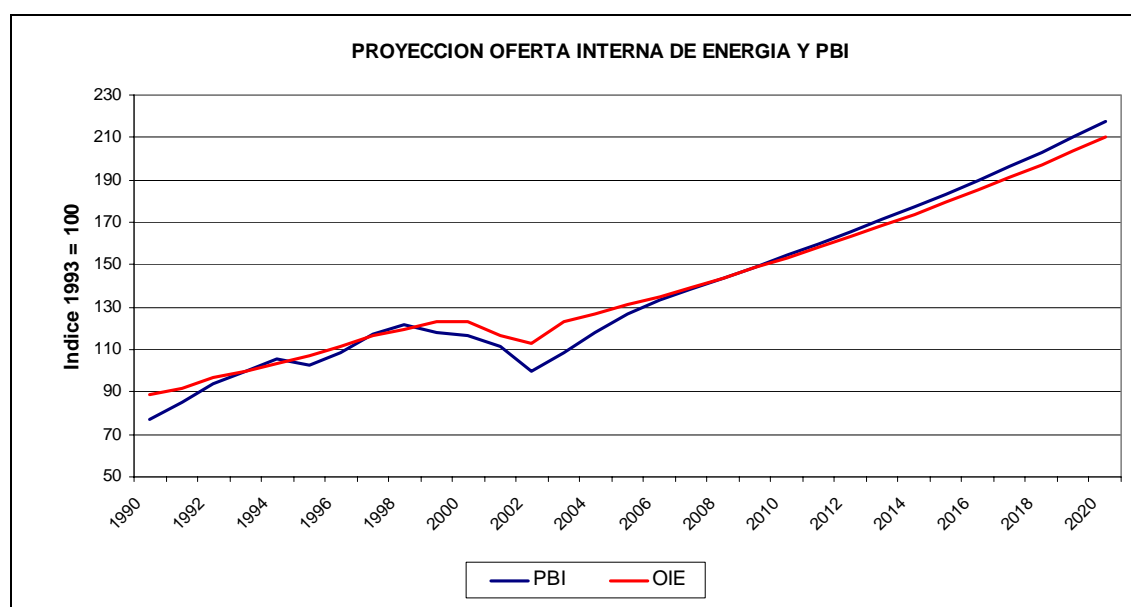


Figura 10. Proyección de la Oferta Interna de Energía y PBI para el período 2004-2020

Se espera que a partir del año 2010, la trayectoria de la OIE evolucione por debajo del sendero del PBI, situación que estaría señalando un principio de normalidad en la relación entre estas dos variables. Cabe observarse que en los países industrializados, el crecimiento energético ha estado por debajo del crecimiento del PBI, luego de la Crisis de Petróleo del 1973.

De todas las formas de energía insumidas en Argentina, interesan en particular la energía eléctrica y el gas natural, que en conjunto representan el 74% del consumo final total de energía del año 2003.

9.3 Proyecciones del consumo de energía eléctrica

Las proyecciones del consumo de energía eléctrica se realizan considerando las particularidades de cada sector de consumo, que implican la necesidad de adoptar metodologías específicas para cada uno de ellos. El consumo total de energía eléctrica surge por agregación de las proyecciones sectoriales.

Se consideran los sectores Residencial, Industrial, Comercial y Oficial, Alumbrado Público, Servicios Sanitarios y Otros.

Se utilizan las series de energía eléctrica facturada del Servicio Público y, para el caso del sector Industrial se considera el consumo de Autoproducción.

9.3.1 Residencial

El consumo anual de energía eléctrica del sector Residencial para el total del país resulta del producto del Consumo por Usuario, expresado en kWh/usuario-año, y de la cantidad de usuarios.

La cantidad de usuarios depende de la evolución de la Población, la cantidad de Viviendas, el índice de hacinamiento, que resulta del cociente entre Población y Viviendas (habitantes/vivienda) y el grado de electrificación de la población.

$$\text{Cantidad Usuarios} = \text{Población (hab)} \times \text{GUS} \times \text{GEA} / \text{H (hab/viv)}$$

Donde, las siguientes variables son funciones logísticas:

GUS es el Grado de Utilización del Servicio, relación entre viviendas electrificadas y viviendas bajo la red.

GEA, es el Grado de Electrificación Aparente, relación entre viviendas bajo la red y viviendas totales.

H, índice de hacinamiento

El producto de GUS y GEA es el GER, Grado de Electrificación Real, expresado en viviendas electrificadas / viviendas totales.

Para la proyección del consumo por usuario Residencial se considera un valor objetivo, promedio país, de 3.000 kWh/usuario-año, a alcanzar hacia el año 2020, que resulta en un crecimiento respecto del valor del año base, 2.132 kWh/usuario, de 41% en 16 años. Los valores intermedios se obtienen a partir de una función logística.

A continuación se presentan los valores iniciales y de saturación de las funciones logísticas utilizadas en las proyecciones de la cantidad de usuarios y el consumo por usuario.

Tabla 21. Valores Iniciales y Finales de las Variables Utilizadas en el Escenario de Referencia.

	HAB/VIV	GUS	GEA	USUARIOS	kWh/USU	MWh
V. INICIAL (V0)	3,6	0,97	0,98	10.116.540	2.132	21.572.820
V. DE SATURACION (VS)	3,2	0,99	1,00		3,000	
TASA INICIAL (TI)	-1,0	0,50	0,30		3,80	
Año Inicial	2003	2003	2003		2003	

Los resultados señalan que al año horizonte se espera que el 99% de las viviendas se encuentren electrificadas, con un consumo promedio por usuario residencial de 3.000 kWh/usuario.

Para el período 2003-2020, el consumo de energía eléctrica en el sector Residencial se espera evolucione a una tasa promedio anual de 3,6%.

La cantidad de usuarios residenciales, que en el año 2003 representaban 10.116.540, alcanzarán los 13.076.965 en el año 2020, creciendo a una tasa promedio anual de 1,5% en el período.

9.3.2 Industrial

Para la proyección del consumo de energía eléctrica del sector Industrial se utiliza una metodología analítica, a partir de la proyección del Valor Agregado Bruto para el total del país, para los sectores que lo componen, entre ellos, el Industrial Manufacturero.

Se utiliza la serie de Valor Agregado Bruto a precios de productor, expresada en pesos constantes de 1993, elaborada por Cuentas Nacionales del INDEC.

Tabla 22. Valor Agregado Bruto a Precios de Productor en pesos de 1993.

	1993	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005 (4)
AGRO (1)	12.149	13.791	14.991	15.148	14.802	15.820	15.578	16.776
MINERIA	3.527	4.670	4.880	5.107	4.916	5.099	5.078	5.458
INDUSTRIA (2)	56.531	54.291	58.140	53.254	44.586	53.252	61.599	66.602
COMERCIAL (3)	149.002	156.068	184.524	177.490	161.682	168.659	180.151	193.250
TOTAL	221.209	228.820	262.534	251.000	225.986	242.830	262.405	282.086

Tabla 23. Tasas de Crecimiento 1993 – 2005 en %.

	1993 – 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AGRO (1)	3,0	-1,8	1,1	-2,3	6,9	-1,5	7,7
MINERIA	4,7	6,7	4,7	-3,7	3,7	-0,4	7,5
INDUSTRIA (2)	0,4	-5,2	-8,4	-16,3	19,4	15,7	8,1
COMERCIAL (3)	3,1	0,8	-3,8	-8,9	4,3	6,8	7,3
TOTAL	2,5	-0,7	-4,4	-10,0	7,5	8,1	7,5

Tabla 24. Estructura de Participación por Tipo de Actividad en %

	1993	2000	2001	2002	2003	2004	2005
AGRO (1)	5,5	5,7	6,0	6,6	6,5	5,9	5,9
MINERIA	1,6	1,9	2,0	2,2	2,1	1,9	1,9
INDUSTRIA (2)	25,6	22,1	21,2	19,7	21,9	23,5	23,6
COMERCIAL (3)	67,4	70,3	70,7	71,5	69,5	68,7	68,5
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Cuentas Nacionales, INDEC

(1) Agricultura, Ganadería, Caza, Silvicultura y Pesca

(2) Industria y Construcción

(3) Comercial y Servicios

(4) Año 2005 estimado

A partir de fines de 2002 se registra una fuerte recuperación de la actividad industrial de la mano de las políticas vigentes de promoción de la industria nacional, de la política cambiaria, que estableció un tipo de cambio elevado y fijo, que facilitaron la sustitución de importaciones y la exportación.

El escenario de evolución del VAB para los distintos sectores de actividad económica se presenta en el siguiente cuadro.

Tabla 25. Escenario de Evolución del Valor Agregado Bruto- Tasas de Crecimiento en %

	2003 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2003 - 2020
AGRO	3,0	4,2	3,2	2,8	3,3
MINERIA	3,5	4,0	3,5	3,5	3,6
INDUSTRIA	11,8	4,6	4,3	4,3	5,2
COMERCIAL	7,0	3,8	3,3	3,3	3,8
TOTAL	7,8	4,0	3,5	3,5	4,1

Tabla 26. Estructura de Participación por Tipo de Actividad en %

	2003	2005	2010	2015	2020
AGRO	6,5	5,9	6,0	5,9	5,7
MINERIA	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9
INDUSTRIA	21,9	23,6	24,3	25,2	26,2
COMERCIAL	69,5	68,5	67,8	67,0	66,2
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

El escenario supone la continuidad del proceso de recuperación de la actividad industrial de Argentina, con cambios en la estructura productiva, pasando de una participación del 21,9% en el 2003 al 26,2% en el año 2020, creciendo a una tasa del 5,2% en dicho período.

En lo que se refiere al Consumo Final de Energía en la Industria, se observa que la energía eléctrica y el gas natural concentran el 74% del consumo final total del sector en el año 2003. En tanto, los combustibles fósiles líquidos presentan un volumen constante en TEP en el período 1993-2003 y las fuentes primarias (baga-zo) presentan una tendencia de crecimiento entre 1993 y 2001.

Tabla 27. Consumo Final Total de Energía del Sector Industrial en miles de TEP y Estructura de Participación en %

	1993	1995	2000	2001	2002	2003
ENERGIA ELECTRICA	2.000	2.171	2.942	2895	2858	3289
GAS NATURAL	4.468	5.397	4.940	4943	4723	6903
OTROS COMB. (1)	1.213	1.253	1.277	1196	1211	1344
PRIMARIOS	1.283	1.871	2.182	2.299	2.154	2.282
TOTAL	8.964	10.692	11.291	11333	10946	13818

	1993	1995	2000	2001	2002	2003
ENERGIA ELECTRICA	22,3	20,3	26,1	25,5	26,1	23,8
GAS NATURAL	49,8	50,5	43,8	43,6	43,1	50,0
OTROS COMB. (1)	13,5	11,7	11,3	10,6	11,1	9,7
PRIMARIOS	14,3	17,5	19,3	20,3	19,7	16,5
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabla 28. Tasas de Crecimiento en %

	1993 - 2000	2001	2002	2003
ENERGIA ELECTRICA	5,7	-1,6	-1,3	15,1
GAS NATURAL	1,4	0,1	-4,5	46,2
OTROS COMB. (1)	0,7	-6,3	1,2	11,0
PRIMARIOS	7,9	5,4	-6,3	5,9
TOTAL	3,4	0,4	-3,4	26,2

Fuente: Balance Energético Nacional, Dirección Nacional de Prospectiva, Secretaría de Energía

(1) Fuel Oil, Diesel Oil, Gas Oil, Gas Licuado, etc.

Estas fuentes registran el mayor crecimiento entre los años 2002 y 2003, 15,1% para la electricidad y 46,2% para el gas natural, producto de la reactivación industrial, el tipo de cambio alto y fijo, y los bajos precios de los energéticos, que desde fines del 2001 y hasta principios del año 2004, permanecieron sin registrar aumentos de tarifas, al igual que en el resto de los sectores de consumo.

La evolución conjunta del VAB y del Consumo Final de Energía en la Industria (CFE) se presenta en el siguiente gráfico, en donde se puede observar que las variaciones registradas entre 1993 y 1998 son similares, en tanto que a partir de 1999 y hasta el 2002, la caída del VAB es mayor que la del CFE, denotando cierta inercia en el consumo de energía. Es significativo el aumento de ambas variables en el año 2003.

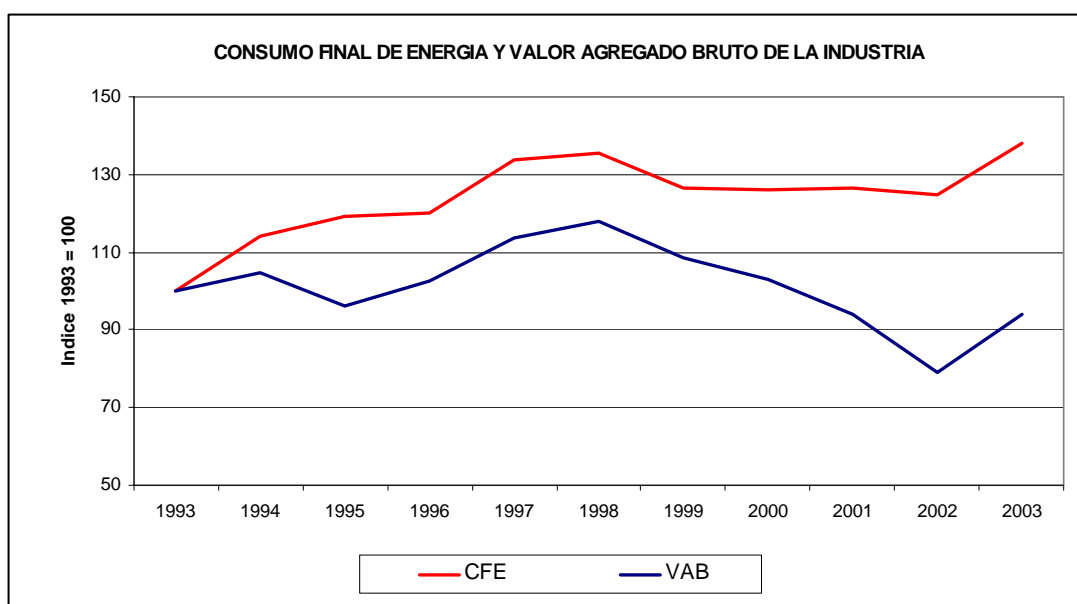


Figura 11. Consumo Final de Energía y Valor Agregado Bruto de la Industria (1993-2003)

Con el Valor Agregado Bruto, expresado en millones de pesos de 1993 y el Consumo Final de Energía, en miles de TEP, se construye para el sector Industrial el indicador Intensidad Energética.

La Intensidad Energética representa la cantidad de energía que requiere, en este caso el sector Industrial, para producir una unidad de Valor Agregado y se expresa en TEP/\$ 1.000 de VAB. La Intensidad Energética es también un indicador de eficiencia energética de la actividad económica, en este caso la industrial.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución histórica de este indicador, pudiendo observar que en el período considerado se mantuvo en la banda comprendida por 0,16 y 0,26 TEP// $\$$ 1.000 de VAB, con un valor medio de 0,22 TEP/ $\$$ 1.000 de VAB.

A partir de 1999, la Intensidad Energética se incrementa (desmejora) debido a la fuerte caída del nivel de actividad registrado entre ese año y el 2002. El año 2003, principio de la recuperación de la economía, presenta una caída en el valor de este indicador.

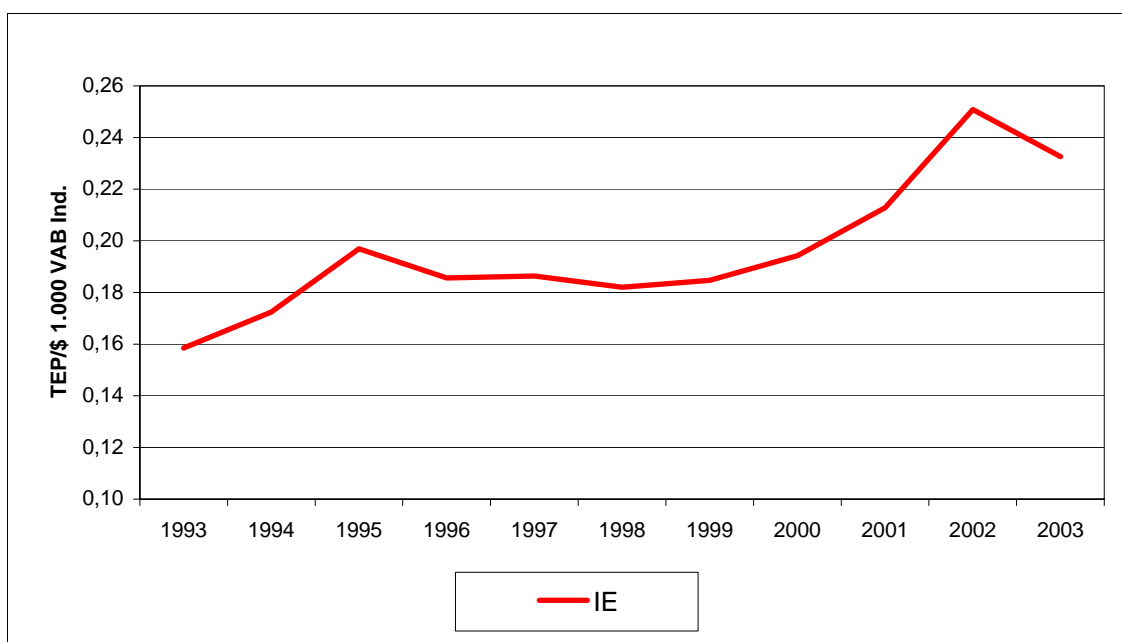


Figura 12. Intensidad Energética del Sector Industrial (1993-2003).

Si bien la Intensidad Energética presenta una tendencia creciente en el período 1993 – 2003, a futuro, se estima que tenderá al valor de 0,22 TEP// $\$$ 1.000 de VAB, correspondiente al promedio del período histórico.

Para cada año del período 2004 – 2020, el producto de la IE por el VAB del sector Industrial resulta en el Consumo Final de Energía (en TEP) del sector.

Para el análisis por fuentes, se consideran como supuestos las tendencias identificadas en el período histórico 1993 – 2003. Adicionalmente, se toma en cuenta el valor estadístico real del consumo de gas natural de año 2004. Se supone que no se registrarán cambios significativos en la estructura por fuentes del consumo final de energía.

La demanda de energía eléctrica surge del ajuste por la recta de tendencia, que entre los años 1993 -2003 presenta una tasa media anual de 5,0%, tasa que se considera como referencia para la definición de la tasa del período 2003 – 2020.

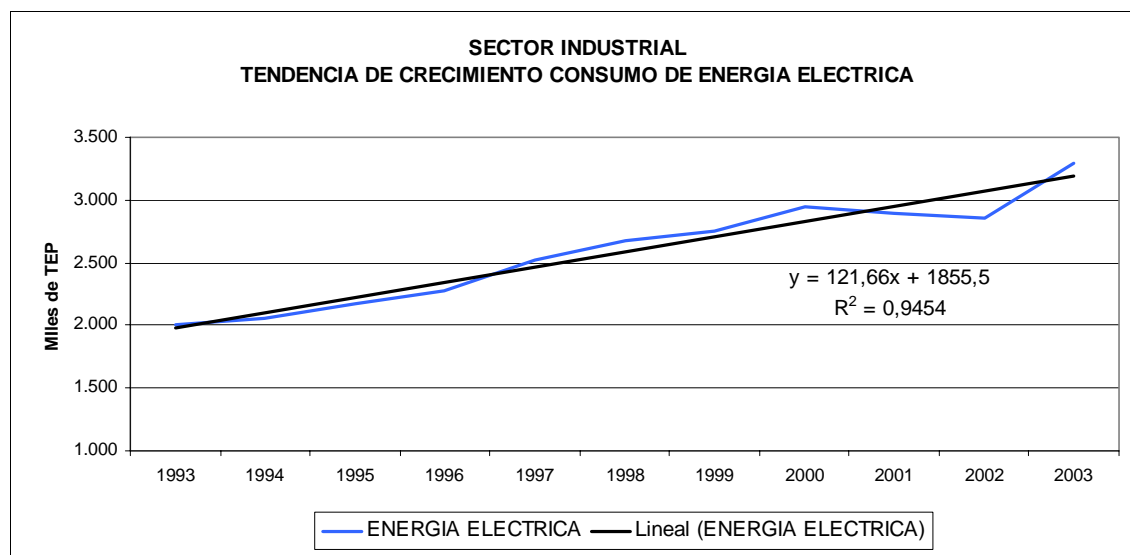


Figura 13. Tendencia de Crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica en el Sector Industrial (1993-2003)

Sobre la base de los supuestos planteados surge la proyección del Consumo Final de Energía por fuentes para el sector Industrial, cuyos resultados se resumen en los siguientes cuadros.

Tabla 29. Proyección Consumo Final de Energía en la Industria en miles de TEP y Estructura de Participación en %

	2003	2005	2010	2015	2020
INTENSIDAD ENERGETICA (1)	0,23	0,22	0,21	0,20	0,18
CONSUMO FINAL ENERGIA	12.388	14.810	17.889	20.638	23.271
ENERGIA ELECTRICA	3.289	4.092	5.367	6.604	8.261
GAS NATURAL	5.473	6.528	7.871	8.730	9.425
OTROS COMB. (2)	1.344	1.523	1.610	1.857	1.862
ENERGIA PRIMARIA	2.282	2.666	3.041	3.447	3.723

	2003	2005	2010	2015	2020
ENERGIA ELECTRICA	26,6	27,6	30,0	32,0	35,5
GAS NATURAL	44,2	44,1	44,0	42,3	40,5
OTROS COMB. (2)	10,8	10,3	9,0	9,0	8,0
ENERGIA PRIMARIA	18,4	18,0	17,0	16,7	16,0
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabla 30. Proyección de Tasas de Crecimiento en %

	1993 - 1998	2003 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020
ENERGIA ELECTRICA	6,0	11,5	5,6	4,2	4,6
GAS NATURAL	5,1	9,2	3,8	2,1	1,5
OTROS COMB. (2)	12,4	6,5	1,1	2,9	0,0
ENERGIA PRIMARIA	3,3	8,1	2,7	2,5	1,6
TOTAL	6,2	9,3	3,9	2,9	2,4

(1) En TEP/\$ 1.000 VAB industrial;

(2) Fuel Oil, Diesel Oil, Gas Oil, Gas Licuado, etc.

La proyección de la demanda de energía eléctrica, expresada en GWh, surge de aplicar a los valores base del año 2003, de energía eléctrica facturada Servicio Público, las tasas que resultan de la proyección del consumo de energía eléctrica realizada en el contexto de la proyección del Consumo Final de Energía para el sector. Se supone un escenario de evolución de la Autoproducción industrial a un ritmo de 4,0% a.a. entre 2003 y 2020.

Tabla 31. Proyección consumo Energía Eléctrica Sector Industrial en GWh y Estructura de Participación en %

	2003	2005	2010	2015	2020
SERVICIO PUBLICO	29.903	37.461	49.930	62.978	79.742
AUTOPRODUCCION	8.387	10.178	12.540	13.888	16.408
TOTAL	38.290	47.639	62.470	76.866	96.150

	2003	2005	2010	2015	2020
SERVICIO PUBLICO	78,1	78,6	79,9	81,9	82,9
AUTOPRODUCCION	21,9	21,4	20,1	18,1	17,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabla 32. Tasas de Crecimiento en Energía Eléctrica Sector Industrial en %

	2003 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2003 - 2020
SERVICIO PUBLICO	11,9	5,9	4,8	4,8	5,9
AUTOPRODUCCION	10,2	4,3	2,1	3,4	4,0
TOTAL	11,5	5,6	4,2	4,6	5,6

9.3.3 Comercial

La demanda de energía eléctrica del sector Comercial surge de considerar el ajuste por la recta de tendencia, que presenta un muy buen ajuste, con un R^2 del orden de 0,97.

Entre los años 1993 -2003, la recta de tendencia presenta una tasa media anual de 8,0%. A los fines de la proyección se adopta tasa levemente inferior, de 6,9% para el período 2003 – 2020.

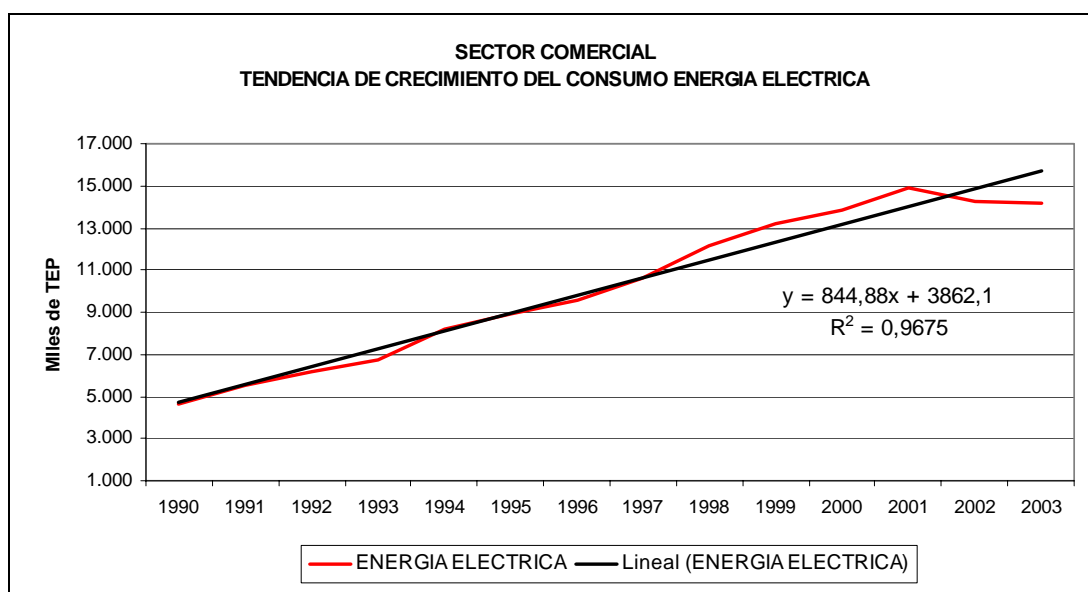


Figura 14. Tendencia de Crecimiento del Consumo de Energía Eléctrica en el Sector Comercial (1990-1993)

9.3.4 Otros sectores

La proyección del consumo de energía eléctrica para el resto de los sectores, Alumbrado Público, Servicios Sanitarios y Otros, se realiza a partir de la definición de la proyección de energía eléctrica facturada realizada para los sectores Residencial e Industrial, que en conjunto totalizan el 71,0% del consumo total de energía eléctrica, la tendencia histórica del sector Comercial, el supuesto que el Alumbrado Público crece al mismo ritmo que el consumo del sector Residencial y el cierre con la proyección del consumo total.

Para la proyección del consumo eléctrico de Servicios Sanitarios se supone que su participación del 1,3% en el año 2003 se mantiene a lo largo del período 2003-2020, sobre la base de las necesidades de expansión de los servicios de red de agua potable y desagües y cloacas. En el año 2001, el Censo Nacional de Población y Vivienda registra que el 55% del total de los hogares del país cuentan con el servicio de cloacas, y el 85% de los hogares con el de agua potable de red, existiendo por lo tanto una demanda insatisfecha de estos servicios, que se espera se reduzca en el período considerado. Para ello, el requerimiento de energía de Servicios sanitarios se espera evolucione a una tasa promedio anual de 5,0%.

9.3.5 Proyección Energía Eléctrica Facturada Total Servicio Público

Entre 2003 y 2020, se espera que el consumo de energía eléctrica total, al nivel de energía eléctrica facturada a usuario final de Servicio Público, evolucione a un ritmo promedio anual de 5,0%.

Tabla 33. Proyección Energía Eléctrica Facturada Servicio Público en GWh y Estructura de Participación en %

	2003	2005	2010	2015	2020
RESIDENCIAL (1)	21.573	24.558	30.800	35.540	39.215
COMERCIAL (2)	14.194	14.301	22.177	28.241	34.099
INDUSTRIAL	29.903	37.461	49.930	62.978	79.742
ALUMB. PUBLICO	2.810	3.199	4.013	4.630	5.109
SERV. SANITARIOS	965	1.121	1.507	1.851	2.229
OTROS (3)	2.711	3.148	4.233	5.202	6.262
TOTAL	72.157	83.655	109.694	133.459	161.904

	2003	2005	2010	2015	2020
RESIDENCIAL (1)	29,9	29,3	27,3	25,7	23,5
COMERCIAL (2)	19,7	17,1	19,7	20,4	20,5
INDUSTRIAL	41,4	44,7	44,3	45,5	47,8
ALUMB. PUBLICO	3,9	3,8	3,6	3,3	3,1
SERV. SANITARIOS	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
OTROS (3)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabla 34. Tasas de Crecimiento en Energía Eléctrica Facturada Servicio Publico %

	2003 - 2005	2005 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2003 - 2020
RESIDENCIAL (1)	6,7	4,6	2,9	2,0	3,6
COMERCIAL (2)	0,4	9,2	5,0	3,8	5,3
INDUSTRIAL	11,9	5,9	4,8	4,8	5,9
ALUMB. PUBLICO	6,7	4,6	2,9	2,0	3,6
SERV. SANITARIOS	7,8	6,1	4,2	3,8	5,0
OTROS (3)	7,8	6,1	4,2	3,8	5,0
TOTAL	7,8	6,1	4,2	3,8	5,0

(1) Residencial + Rural; (2) Comercial + Oficial; (3) Riego + Tracción + Otros

9.3.6 Proyecciones de Demanda del MEM / MEMSP

Con la incorporación en el año 2006 de la LAT 500 kV Choele Choel – Puerto Madryn, la demanda del MEMSP se integra al MEM. Adicionalmente, con el ingreso del segundo tramo de esta línea, Pto. Madryn – Pico Truncado, prevista para el 2007, se adiciona al mercado el Sistema Patagónico Sur.

Para el período 2005 – 2020 se espera que la Demanda Bruta del MEM, que incluye las pérdidas en transporte, evolucione a un ritmo promedio anual de 4,5%.

Tabla 35. Proyección Demanda del MEM / MEMSP en GWh.

	2005	2010	2015	2020
MEM	90.636	120.691	146.525	174.286
MEMSP	6.546	8.690	10.623	12.723
Patagónico Sur	136	181	220	261
DEMANDA NETA TOTAL	97.318	129.562	157.368	187.270
DEMANDA BRUTA TOTAL	99.751	132.801	161.302	191.952
Demanda Interconectada No MEM/MEMSP	709	950	1.138	1.335
Demanda Aislada	2.716	3.639	4.358	5.113
DEMANDA TOTAL PAIS	103.176	137.390	166.799	198.400

Tabla 36. Tasas de Crecimiento Demanda del MEM / MEMSP en %.

	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2005 - 2020
MEM	5,9	4,0	3,5	4,5
MEMSP	5,8	4,1	3,7	4,5
Patagónico Sur	5,9	4,0	3,5	4,5
DEMANDA NETA TOTAL	5,9	4,0	3,5	4,5
DEMANDA BRUTA TOTAL	5,9	4,0	3,5	4,5
Demanda Interconectada No MEM/MEMSP	6,0	3,7	3,2	4,3
Demanda Aislada	6,0	3,7	3,2	4,3
DEMANDA TOTAL PAIS	5,9	4,0	3,5	4,5

9.4 Proyecciones de consumo de gas natural

9.4.1 Demanda Doméstica de gas natural

El año 2003 es la base de las proyecciones, a partir de los datos de gas entregado a usuarios finales, expresados en 10⁶ m³/día y anualizados, elaborados por ENARGAS.

El incremento medio previsto para el total demandado es del 3,8% para el período 2003 – 2020, con una tendencia en general decreciente.

El consumo de gas natural de centrales eléctricas se obtiene de simulaciones del Sector Eléctrico, resultando de las mismas el gas requerido por las usinas más los volúmenes de líquidos utilizados por restricciones de abastecimiento.

Para el consumo residencial se adoptaron pautas de incorporación de usuarios por región, teniendo en cuenta lo ocurrido históricamente, el grado de penetración y sus comparaciones regionales, comparando los usuarios totales con la proyección de viviendas elaborada a partir de la proyección de la población elaborada por el INDEC y la relación con el indicador de habitantes por vivienda.

Contemplando estos aspectos, la incorporación de usuarios planteada es inicialmente del orden de 150.000 usuarios por año y se reduce a cerca de los 100.000 hacia el año final, haciendo que el grado de cobertura del servicio que era de 59,5% en el año 2004, llegue al 72% en el año horizonte, habiendo incluido además el abastecimiento a la región Noreste asociado con el ingreso previsto del nuevo gasoducto, que permitirá traer gas de Bolivia hacia el área central, con derivaciones hacia las provincias de la región NEA.

Para el sector Comercial más Entes Oficiales se ha utilizado la tendencia de crecimiento histórica, tomando en cuenta una leve caída.

Para proyectar el consumo industrial se consideran las tasas de crecimiento obtenidas en el punto 6.3.2.

El consumo de los autoprodutores, está incorporado en el consumo industrial, ya que así se encuentra presentado en las bases de datos oficiales.

Tabla 37. Proyección del Consumo de Gas Natural por Sector en MMm³ y Participación en %

	2003	2005	2010	2015	2020
RESIDENCIAL	7.185	7.492	8.317	8.992	9.456
COMERCIAL	1.505	1.562	1.712	1.823	1.879
INDUSTRIAL (1)	9.239	11.021	13.289	14.739	15.912
CENTRALES	8.751	12.686	16.764	19.875	22.806
GNC	2.640	2.963	3.953	4.697	5.210
TOTAL	29.321	35.724	44.036	50.126	55.264

(1) No incluye gas de proceso (RTP Cerri)

	2003	2005	2010	2015	2020
RESIDENCIAL	24,5	21,0	18,9	17,9	17,1
COMERCIAL	5,1	4,4	3,9	3,6	3,4
INDUSTRIAL (1)	31,5	30,9	30,2	29,4	28,8
CENTRALES	29,8	35,5	38,1	39,7	41,3
GNC	9,0	8,3	9,0	9,4	9,4
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabla 38. Tasas de Crecimiento del Consumo de Gas Natural por Sector en %

	2003 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2003 - 2020
RESIDENCIAL	2,1	2,1	1,6	1,0	1,6
COMERCIAL	1,9	1,9	1,3	0,6	1,3
INDUSTRIAL (1)	9,2	3,8	2,1	1,5	3,2
CENTRALES	20,4	5,7	3,5	2,8	5,8
GNC	5,9	5,9	3,5	2,1	4,1
TOTAL	10,4	4,3	2,6	2,0	3,8

9.4.2 Demanda de Exportación de gas natural

Se tomaron en cuenta los volúmenes de exportación actualmente comprometidos a través de contratos de largo plazo, suponiendo que las restricciones de reservas sobre la Cuenca Neuquina limitarán en incremento de las exportaciones de gas a la zona Central de Chile, en tanto se supone incrementos de los volúmenes sobre esta cuenca con destino a Uruguay.

Tabla 39. Proyección Exportación de Gas Natural en MMm3/día

PAIS	GASODUCTO	CUENCA	2005	2010	2015	2020
Chile	Methanex	Austral	4.712	4.800	4.800	4.800
	Gas Andes	Neuquina	5.650	6.800	6.800	6.800
	Pacífico	Neuquina	0.695	1.000	1.000	1.000
	Norandino	Norte	2.474	3.700	3.700	3.700
	Atacama	Norte	2.541	2.650	2.650	2.650
Brasil	Uruguaiana	Neuquina	0,737	2.500	2.500	2.500
Uruguay	Montevideo	Neuquina	0,603	1.950	2.950	3.950
	Petrouruguay	Norte	0,128	0,180	0,180	0,180
TOTAL			17.540	23.580	24.580	25.580

9.5 Escenario de Referencia Oferta de Energía Eléctrica

Para la elaboración de los Escenarios de Referencia de Oferta de Energía Eléctrica y Gas Natural se consideraron los escenarios elaborados por la Secretaría de Energía en Prospectiva 2002, los cuales fueron ajustados tomando en cuenta los supuestos de corto plazo utilizados por CAMMESA para realizar las Programaciones Estacionales del MEM y del MEMSP, y para el mediano y largo plazo se consideraron los planes de expansión de infraestructura energética anunciados con posterioridad por la Secretaría de Energía.

A futuro, el supuesto general implícito en el escenario es que se restablecen los criterios económicos razonables en la operación del sistema y, en particular, se consideran los siguientes supuestos:

- Los precios de la energía se recuperan en forma paulatina, y en un período no mayor de tres años, alcanzan valores compatibles con una adecuada remuneración a los distintos procesos que conforman al sector.
- Los precios de los combustibles líquidos tienden a alinearse con los valores internacionales.
- Para los precios del gas natural, partiendo de su situación actual, se establece una senda que procura su recuperación en el mediano plazo, con valores que permitan ampliar las reservas y expandir el sistema de transporte.
- La regulación mantiene la estructura vigente en cuanto al mecanismo de fijación de precios (precio marginal) eliminando los topes impuestos, con excepción de aquellos fijados como valores máximos de referencia o aceptados razonablemente para evitar excesos.

9.5.1 Proyectos de Generación Eléctrica

Para el mediano plazo se consideran los proyectos de generación en el SADI que conforman parte del Plan Energético Nacional 2004-2008 presentado por la Secretaría de Energía, aunque adaptando las fechas de ingreso a la situación actual de concreción:

- Elevación de la cota de Yacyretá (80 m) en junio 2007.
- Ingreso de CH Caracoles en el año 2008.
- Ingreso de CC Campana de 800 MW, desde julio del año 2008, aunque inicia su operación a ciclo abierto (530 MW) en julio del 2007.
- Ingreso de CC Rosario de 800 MW, desde julio del año 2008, aunque inicia su operación a ciclo abierto (530 MW) en julio del 2007.
- Ingreso de Central Nuclear Atucha II en el 2009.
- Elevación de la cota de Yacyretá (83 m) e ingreso de CH Añacuá en el 2009/2010.

Para el largo plazo se plantea un conjunto de proyectos, con costos indicativos tanto de inversión como de Operación y Mantenimiento (O&M) que han sido adoptados a partir de la información disponible.

Los proyectos hidroeléctricos han sido seleccionados a partir de información básica disponible en la Secretaría de Energía, conformando una cartera de proyectos de alrededor de 10.000 MW de potencial hidroeléctrico, entre los cuales se destacan Corpus (2.900 MW) y Garabí (1.500 MW).

Para los proyectos de generación térmica se adoptaron costos de inversión genéricos, que sintetizan los valores obtenidos en las adquisiciones realizadas en los últimos años.

9.5.2 Proyectos de Transporte de Energía Eléctrica

Si bien la simulación se realiza adoptando el enfoque de despacho en barra única, es decir se considera una única región a abastecer, sin restricciones de transporte, para el mediano plazo se identifican los siguientes proyectos de transmisión en el SADI que integran el Plan Energético Nacional 2004-2008, suponiendo las fechas de ingreso que se indican.

- Interconexión del Sistema Eléctrico Patagónico al SADI, mediante la incorporación de la línea en 500 kV Choele Choel - Puerto Madryn, que ingresa en enero del 2006.
- Interconexión en 500 kV Puerto Madryn - Pico Truncado a partir de agosto del 2007.
- Pasaje a 500 kV línea Yacyretá – San Isidro (Posadas) en abril del 2007.
- Ingreso del 3° tramo del Sistema de Transmisión asociado con la CH Yacyretá en abril del 2007.
- Ingresan la línea Mendoza - San Juan en 500 kV en febrero del 2007, operando inicialmente en 220 kV.
- Ingresan la línea Comahue - Mendoza en 500 kV en marzo del 2008.
- Ingresan, en abril del 2008 el tramo La Rioja - Recreo en 500 kV operando en 132 kV.
- Ingresan la línea NOA - NEA en 500 kV en enero del 2010.

Para el largo plazo se plantean alternativas de conexión adicionales entre las regiones, adoptando para su costeo un precio unitario de 160.000 US\$/km para líneas en 500 kV.

9.5.3 Resultados del Escenario de Oferta Eléctrica de Referencia

El siguiente cuadro resume el ingreso de unidades de generación asociadas a la red previsto para el período que totaliza 17.453 MW de los cuales el 78% corresponde a unidades térmicas convencionales, el 22% a

hidroeléctricas. Estos valores excluyen 480 MW en ciclo combinado que se incorporan como autoproducción adicional de Aluar para cubrir su programa de expansión.

En las unidades hidroeléctricas están incluidas la potencia adicional de la CH Yacyretá, obtenida por el levantamiento de la cota de operación, y el ingreso de la CH Corpus, aprovechamientos binacionales comparados con Paraguay, por lo que sólo se incluyó el 50% de su oferta, aunque la componente de ese país se ha supuesto que entregará energía a Argentina, con lo cual en los balances se presenta como una importación. La potencia asociada a estos aprovechamientos asignada a Paraguay es de 2.171 MW, que se ofertan desde ese país al MEM.

En virtud de lo expuesto el ingreso de potencia en el período para cubrir el incremento de demanda planteado alcanza a los 19.624 MW totales.

Tabla 40. Ingreso de Equipamiento en el MEM / MEMSP 2006 - 2020

	2006-2010	2011-2015	2016-2020	TOTAL
CC Rosario	800			800
CC Campana	800			800
CC GBA		1.600	1.600	3.200
CC Litoral		800	800	1.600
CC Centro			800	800
CC Cuyo	400		800	1.200
CC L de La Lata	190			190
CC Comahue		800	400	1.200
CC Centro			800	800
CC NOA	400	800	400	1.600
CC Termoandes		270		270
CC Pico Truncado	450			450
CN Atucha II	745			745
SUBTOTAL TERMICO	3.785	4.270	5.600	13.655
				0
CH Yacyretá (elev. Cota) (1)	678			678
CH Añacuá (1)	125			125
CH Urugua-í	120			120
CH Caracoles	123			123
CH Punta Negra	60			60
CH Garabí			750	750
CH Corpus (1)		576	792	1.368
CH Chihuido II		334		334
CH La Leona		240		240
SUBTOTAL HIDRO	1.106	1.150	1.542	3.798
TOTAL	4.891	5.420	7.142	17.453

(1) Se considera el 50% de la potencia a incorporar

Adicionalmente, se supone la incorporación a lo largo del período de importantes ampliaciones en el sistema de transmisión, con lo cual en las regiones se refuerza y cierra el sistema, mejorando la calidad de suministro.

En el siguiente cuadro se presenta el balance de energía con los requerimientos de generación para el período considerado, por tipo de generación y por año de corte.

Tabla 41. Balance de Energía MEM / MEMSP en GWh

	2005	2010	2015	2020
DEMANDA BRUTA TOTAL	99.751	132.801	161.302	191.952
GENERACION TOTAL	96.675	129.651	156.252	181.790
HIDRO	31.795	37.431	43.490	52.170
TERMICA	58.341	80.830	101.372	118.230
NUCLEAR	6.540	11.390	11.390	11.390
SALDO INTERCAMBIO	3.076	3.150	5.050	10.162
OFERTA TOTAL	99.751	132.801	161.302	191.952

La componente térmica de generación continuará siendo importante, alcanzando en el año 2020 el 65,4% de participación en la generación total.

Tabla 42. Estructura de Generación en % (2005-2020)

	2005	2010	2015	2020
HIDRO	32,9	28,9	27,8	28,7
TERMICA	60,3	62,3	64,9	65,0
NUCLEAR	6,8	8,8	7,3	6,3
GENERACION TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

9.5.4 Cálculo de emisiones de CO₂

A continuación se presenta el cálculo de las emisiones de CO₂ asociadas al Escenario de Referencia, para el que se utilizan los siguientes factores de conversión.

Tabla 43. Factores de Conversión de Emisiones

GAS NATURAL	1,97066	kg CO ₂ /m ³
CARBON MINERAL	2,3828	kg CO ₂ /kg
FUEL OIL	3,196	kg CO ₂ /kg
DIESEL OIL	3,1749	kg CO ₂ /kg

En el siguiente cuadro se presenta la estimación de los requerimientos de combustible para generación térmica, que surge del Escenario de Referencia. Se observa que el consumo específico del parque térmico convencional decrece a lo largo del período, consecuencia de la incorporación supuesta de equipamiento de Ciclo Combinado eficiente. El gas natural continuará siendo la principal fuente energética, con una participación mayor al 90% en el consumo total, casi duplicando su volumen entre 2005 y 2020.

Tabla 44. Consumo Total de Combustible para Generación Térmica (2005-2020)

	UNIDAD	2005	2010	2015	2020
GAS NATURAL	10³ m³	12.685.930	16.763.827	19.875.315	22.806.247
CARBON MINERAL	T	284.679	223.728	242.708	212.246
FUEL OIL	T	771.976	605.010	831.323	852.537
DIESEL OIL	m3	363.700	177.512	484.461	571.910
CONSUMO TOTAL	10⁶ kcal	117.672.910	147.918.832	178.719.628	203.828.257
GENERACION TERMICA	GWh	58.341	80.830	101.372	118.230
CONSUMO ESPECIFICO	kcal/kWh	2.017	1.830	1.763	1.724

Consecuentemente con los resultados obtenidos de requerimientos de combustibles para generación térmica, las emisiones totales de CO₂ asociadas crecerán, alcanzando en el año 2020 prácticamente el doble de las actuales.

Tabla 45. Emisiones de CO₂ en Gg CO₂

	2004 (1)	2005	2010	2015	2020
GAS NATURAL	21.505	25.000	33.036	39.167	44.943
CARBON MINERAL	853	678	533	578	506
FUEL OIL	2.635	2.467	1.934	2.657	2.725
DIESEL OIL	396	976	476	1.300	1.534
EMISIONES TOTAL	25.389	29.121	35.979	43.702	49.708

(1) Fuente Secretaría de Energía

9.6 Escenario de Referencia de Gas Natural

La importancia relativa que exhibe en la actualidad el gas natural en la oferta de energía de Argentina, que como se vio en 2.1 representa casi el 50%, y los resultados del Escenario de Referencia de Oferta Eléctrica, basado fundamentalmente en la incorporación de cerca de 14.000 MW de ciclo combinado a gas natural, obligan a explicitar los supuestos que deben cumplirse para asegurar el abastecimiento de este energético en el período 2005 -2020.

Ello implica, por un lado, resolver para el período considerado la oferta de gas natural, tarea que excede largamente el objetivo de este trabajo, que implica definir el ritmo de incorporación de reservas, acorde a la conveniencia económica de la explotación en cada una de las cuencas gasíferas en producción, del mismo modo la expansión de la red de gasoductos y el esquema de precios relativos que puede viabilizar económicamente el escenario resultante.

Sin embargo, vale la pena señalar algunos de las condiciones que deben satisfacerse para lograr el normal abastecimiento en el largo plazo.

Para el corto plazo se consideran los proyectos de ampliación sobre los gasoductos del Norte, que adiciona 1,8 MMm³/día, y del Sur, con 2,9 MMm³/día, cuyas fechas de puesta en marcha están previstas con anterioridad al próximo período invernal del año 2006.

Las reservas de gas natural comprobadas más probables, estimadas por la Secretaría de Energía a Diciembre del 2004, totalizan 763.380 MMm³, de las cuales el 70% son las comprobadas. El índice R/P resultaría en 15 años.

Teniendo en cuenta la evolución de la demanda directa de gas natural, así como la asociada al suministro de las centrales termoeléctricas, que además deben expandirse para abastecer el incremento de demanda eléctrica previsto, claramente se observa que debe realizarse un importante esfuerzo en ampliar el nivel de reservas para cubrir las expectativas del sector.

Se espera que la importación de Bolivia, que actualmente es de alrededor de 5,0 MMm³/día, 4,6% de la producción, se incremente a través del nuevo gasoducto del Noreste hasta alcanzar en 2020 los 20,0 MM m³/día, que representa poco más del 10% de la producción local.

En general, las exportaciones de gas natural a Chile quedarán limitadas a los volúmenes actualmente contratados, sin incrementos adicionales en el largo plazo. Del mismo modo, la exportación a Brasil, quedando margen de incrementar las exportaciones a Uruguay, dado los pequeños volúmenes puestos en juego.

Tabla 46. Escenario de Referencia de Consumo de Gas Natural en Sector Industrial en 10⁶ m³

	2003	2005	2010	2015	2020
Gas Natural	9.239	11.021	13.289	14.739	15.912

CAPITULO IV – ESCENARIO ALTERNATIVO FVSA

Los escenarios alternativos han sido elaborados según los criterios generales descriptos en el Capítulo II.

El trabajo se centró en el sector eléctrico y dentro de éste en los sectores industrial, residencial y comercial y público y en el sector del gas natural en los sectores industrial y residencial.

Los usos finales seleccionados son aquellos que ya han revelado tener un gran potencial de ahorro en los pocos estudios realizados en el país y en los numerosos y detallados existentes en otras partes del mundo. Por otro lado, en algunos elementos tales como el potencial de ahorro en la climatización de los edificios a través de mejoras en ventanas, puertas, etc., por carecerse en este momento de información adecuada para hacer alguna estimación para la Argentina, han sido obviados.

La metodología utilizada ha utilizado los siguientes criterios:

1. La construcción de los consumos en los distintos usos finales se ha realizado en forma *Bottom-up*, o sea de cuantificación a partir de datos básicos tales como: cantidad de artefactos, crecimiento del sector, variación de la saturación, características de las tecnologías eficientes y vida útil de los artefactos.
2. Para establecer los niveles de ahorro en los Escenarios FVSA se utilizó el criterio de adoptar todas aquellas medidas con un período de repago de 3 años o menor en el FVSA 1 y de hasta 7 años en el FVSA 2.
3. Los potenciales de ahorro son los determinados para la Argentina en los estudios existentes en cada caso, o en su defecto en caso de no existir estudios nacionales, los menores niveles detectados en los estudios de otros países.
4. Todas las suposiciones han sido tomadas en forma muy conservadora. En aquellos casos en donde se encontraron rangos posibles de ahorro se tomaron los niveles medios o menores.¹⁰ De la misma manera para la vida útil de los equipos se han supuesto valores elevados.
5. La aplicación de políticas y programas que han sido evaluadas ampliamente y desarrolladas en otros países y que conforman ya una cartera común de acciones a implementar en este ámbito (etiquetado y estándares de eficiencia, buenas prácticas, difusión, entre otras) de las cuales se tiene acumulada una enorme experiencia.

Estos criterios involucran entonces el supuesto de una recuperación de precios de los energéticos a niveles compatibles con el costo marginal de suministro de los mismos, tal como se ha señalado en el capítulo III, o en su defecto el reconocimiento del subsidio que implica un valor menor al costo marginal y su corrección a partir de políticas para promover la eficiencia energética.

10. SECTOR ELÉCTRICO

10.1 Sector Residencial

El consumo eléctrico del Sector Residencial argentino se estima en aproximadamente 23,7 TWh en el 2005 representando el 28,3% de participación en el total y se proyecta, en el escenario de referencia, que alcance los 36,0 TWh en el 2020 con una participación de 22,3% del sector residencial del total consumo eléctrico.

¹⁰ Esto supone una restricción muy fuerte ya que estos niveles provienen de países desarrollados con programas de eficiencia activos desde hace ya más de 20 años y que, por lo tanto tienen menor potencial de ahorro que el que puede obtenerse en Argentina donde muy poco es lo que se ha hecho.

Varios estudios anteriores han demostrado que los usos finales más importantes en el sector residencial argentino son la iluminación y la conservación de alimentos. El hecho de que la red de gas natural tenga un gran alcance en las viviendas argentinas, implica una participación menor de la electricidad en la calefacción, el calentamiento de agua sanitaria y la cocción de alimentos. Como consecuencia, la proporción de la demanda eléctrica total para la conservación de alimentos e iluminación es mayor en Argentina que en muchos otros países.

Otro uso final con creciente importancia en el mundo y con gran potencial de ahorro está conformado por el consumo de los aparatos electrodomésticos en modo de espera (“standby”). En la Argentina este consumo no ha sido estudiado en profundidad existiendo tan sólo pocos estudios pero a partir de los pocos estudios y de la información circulante en el mundo, puede realizarse una buena estimación, que en el trabajo ha relevado su gran alcance.

Finalmente, otros aparatos tales como los equipos de aire acondicionado y los lavarropas han sido evaluados en forma más genérica por carecerse al momento de buena información de base. En el caso de los equipos de aire acondicionado, estos se convertirán gradualmente en un artefacto a tener en cuenta dada la gran proliferación en este sector (en el 2005 se vendieron en Argentina 1.500.000 unidades, el doble de las heladeras) y su mayor incidencia en la demanda en punta.

10.1.1 Conservación de Alimentos (Heladeras y Congeladores)

Los refrigeradores y congeladores domésticos han captado desde hace muchos años la atención de los programas de eficiencia y tal vez sean el artefacto de uso final que ha cosechado mayor experiencia a nivel mundial encontrándose etiquetado, normas de eficiencia mínima, o ambos, en la UE, EUA, Japón, Brasil, México y en numerosos otros países..

Debido a la importante participación de las heladeras y congeladores domésticos en el consumo eléctrico en Argentina, estos artefactos fueron seleccionados para comenzar a implementar el sistema de etiquetado de eficiencia energética a nivel nacional y es el único artefacto de uso final que cuenta al momento con un calendario de puesta en vigencia de las etiquetas, idénticas a las utilizadas en la Unión Europea.

Potencial de ahorro

El potencial para el ahorro de energía en heladeras y congeladores es grande y como las posibilidades de ahorro en equipos existentes son muy limitadas, la principal oportunidad está en mejorar el diseño y la fabricación de los nuevos modelos para que consuman menos energía. Por ello, esta oportunidad se manifiesta en el momento de compra de nuevas heladeras.

Aproximadamente la mitad de las heladeras que existirán en el año 2020 no han sido construidas aún y es ahí donde reside el potencial de ahorro en este uso final.

La principal función de las heladeras y congeladores es mantener alimentos a cierta temperatura menor a la del ambiente. Una función adicional es enfriar los alimentos desde la temperatura ambiental —o hasta temperaturas mayores— a la temperatura del frío. Para cumplir la primera función, el consumo energético compensa las “ganancias” de calor desde el exterior al interior del gabinete. Estas ganancias de calor bajan en la medida en que se aumente la aislación térmica entre el interior del gabinete y el exterior. Para ello deben utilizarse mejores materiales aislantes y mayores espesores de los mismos en las paredes y puertas, además de mejores sellos para reducir la infiltración de aire. Todo esto es relativamente fácil de lograr y suelen ser los primeros cambios a realizar para reducir el consumo de estos aparatos.

La energía necesaria para eliminar el calor que logra entrar al gabinete más el calor que entra con la carga de alimentos a mayores temperaturas depende del diseño del sistema de refrigeración, comprendiendo el ciclo termodinámico, el rendimiento de los motores, compresores y otros equipos electromecánicos, la forma y dimensiones de los intercambiadores de calor, etc. Aquí también existen oportunidades de ahorro, aunque en este caso, las inversiones pueden ser mayores que las requeridas para mejorar térmicamente el gabinete.

A modo ilustrativo de los resultados que pueden obtenerse con estas medidas en la Figura 15 se puede observar el ahorro ya logrado en los EEUU, luego de una serie de programas para mejorar la eficiencia energética.

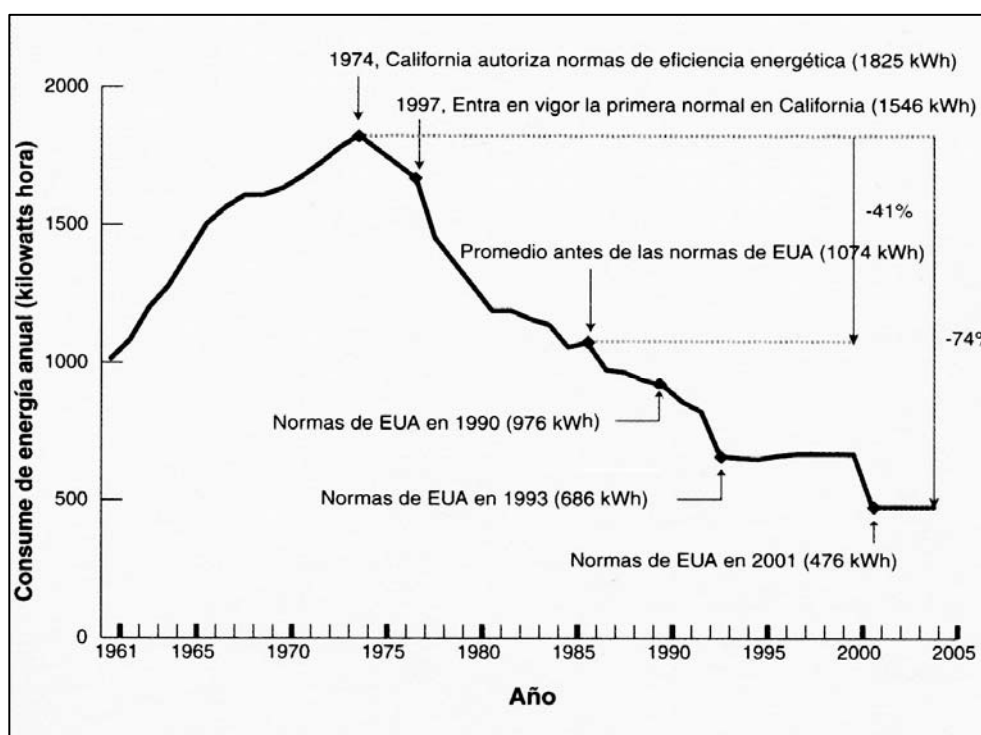


Figura 15. Evolución del consumo de energía eléctrica anual del parque de heladeras comercializado en los EUA [Wiel y McMahon, 2001]

La reducción del consumo de energía del parque de heladeras comercializado en los EEUU alcanzó un 74% en un lapso de 25 años. Las mejoras en los EEUU se lograron a partir de normas de eficiencia mínima (que elimina la venta de modelos ineficientes) complementadas por el sistema de etiquetado para informar a los usuarios respecto al consumo unitario de cada modelo en venta.

También se lograron grandes ahorros en el consumo de heladeras y freezers en los países de la Unión Europea (ver Figura 17), donde el programa se inició con el sistema de etiquetado suplementado por normas de eficiencia mínima. Esta misma etiqueta ha sido normalizada en Argentina, para su aplicación a partir del 2006 (Figura 16) Además de indicar el consumo unitario anual (350 kWh en la ilustración) indica si el modelo es eficiente o no comparado con una escala de eficiencia. En esta escala, la letra “G” corresponde a modelos de menor eficiencia y la A a los modelos más eficientes. Posteriormente, se han introducido dos niveles de mayor eficiencia, A+ y A++.

Los valores de consumo energético máximo para cada clase de eficiencia de la etiqueta argentina son idénticos a los correspondientes a la etiqueta europea, y en la Tabla 47 se listan los consumos de modelos típicos a modo de ejemplo.

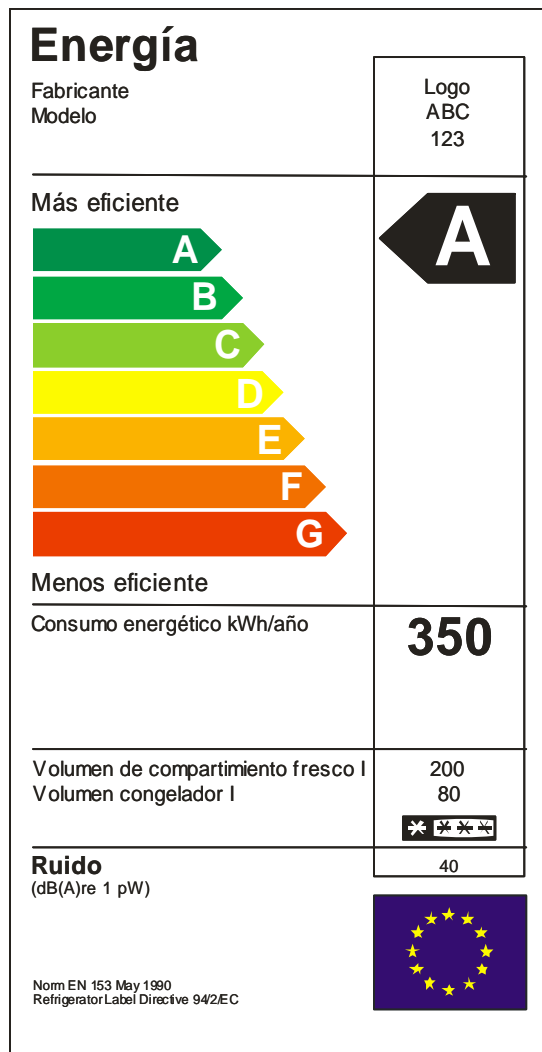


Figura 16. La etiqueta de eficiencia energética de heladeras en la Unión Europea.

(Fuentes: Lebot, 2005; **Directiva**)

Tabla 47. Límite superior de consumo energético según clase de etiqueta de eficiencia energética de heladeras con o sin congelador para una heladera de dimensión típica en cada categoría.

Clase de eficiencia	Consumo máximo (kWh/año)	
	Heladera sin congelador	Heladera con congelador
A++	160,80	211,70
A+	225,11	296,39
A	294,79	388,12
B	401,99	529,26
C	482,39	635,11
D	535,99	705,68
E	589,59	776,25
F	669,99	882,10
G	803,98	1058,52

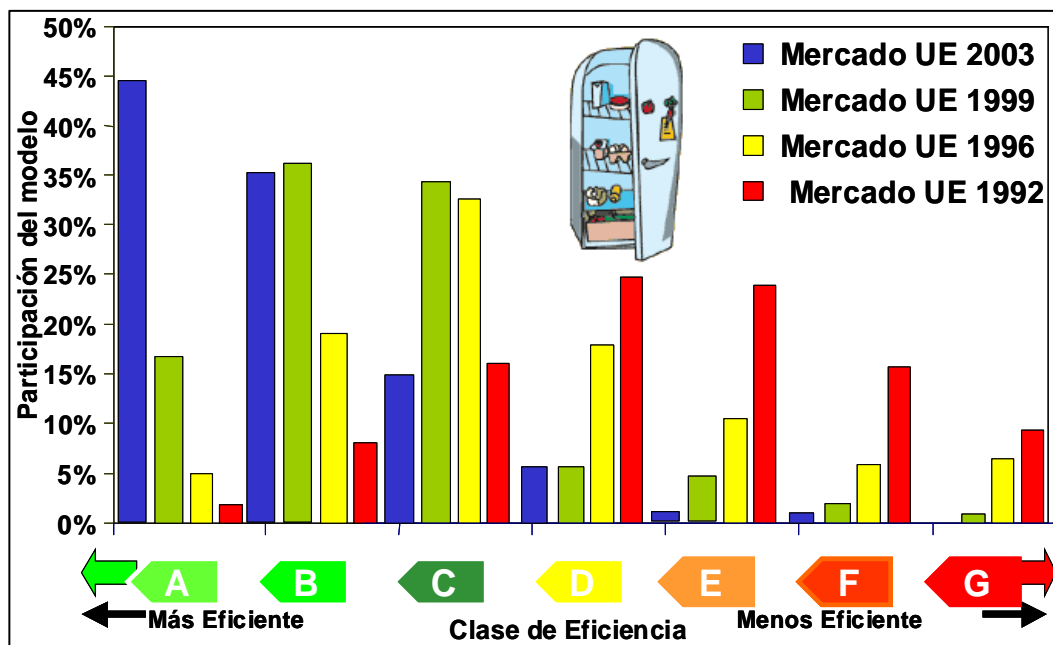


Figura 17. La mayoría de las heladeras vendidas en la Unión Europea en 1992 pertenecían a las clases D y E de eficiencia energética. En el año 2003, la mayoría pertenecían a A y B, con un número de modelos con categorías A+ y A++, clases que no existían cuando el sistema de etiqueta fue diseñado originalmente.

Fuente: Lebot, 2005

Estimación para la Argentina

Según cifras del INDEC, el parque de heladeras estaba conformado en el año 2001 tal como lo describe la Tabla 48.

Tabla 48. Parque de heladeras en Argentina, 2001.

Heladeras con congelador	5.071.880
Heladeras sin congelador	4.099.742
Total	9.171.622

Además, los datos del INDEC revelan que, entre 1990 y 2002, la relación entre las ventas de congeladores ("freezers") y heladeras fue de 25%. Aplicando este mismo porcentaje, estimamos 2.336.604 congeladores en el parque nacional en el año 2001.

Consideramos, entonces, que existen 12,6 millones heladeras y congeladores en el 2005. En la medida en que lleguen al final de su vida útil, se disminuye año a año la cantidad de estos aparatos en funcionamiento. Por ejemplo, si se retirara el 5% de las unidades cada año, quedarían el 46% de éstos en el 2020. La tasa de retiro depende tanto de la antigüedad del parque actual como de la vida útil de los aparatos. Estimamos que la tasa de retiro estaría entre el 5% y el 10%, con lo cual entre 5,8 millones y 2,5 millones de los aparatos actuales estarían en funcionamiento en el 2020.

Al mismo tiempo que se retiran las unidades que llegan al final de su vida útil y las mismas sean reemplazadas por nuevos aparatos, también crece la cantidad de hogares y, hasta cierto punto, la cantidad de aparatos por hogar. Con una tasa de crecimiento del parque del 2,35% anual, se estima que para el año 2020, habrá 17,9 millones de estos aparatos.

Según la tasa de retiro de unidades que consideremos, entre 12,1 y 15,4 millones de un parque estimado de 17,9 millones en el 2020, resultarán las unidades vendidas en el futuro. Por ello, la eficiencia de las unidades a vender en el futuro, tiene gran impacto sobre el consumo de heladeras y congeladores en el 2020.

Para determinar el potencial de ahorro en años futuros, se parte de las siguientes suposiciones adicionales:

- En el año 2001, el consumo medio unitario de heladeras con freezer fue de 829 kWh/año y de heladeras sin freezer fue de 630 kWh/año, en ambos casos considerando que el consumo medio unitario corresponde al promedio del consumo de las clases E y F, según la etiqueta europea (y argentina). Estos valores se basan en pocas mediciones realizadas hasta ahora en hogares en Buenos Aires. En realidad, el consumo medio unitario tanto del parque existente como el de las ventas de nuevas unidades, corresponde a una distribución de clases de eficiencia energética, como se verá más adelante.
- En el año 2001, el consumo medio de los congeladores (freezers) fue de 650 kWh/año.
- Una tasa de crecimiento del parque de heladeras y freezers de 2,35%, que surge de tomar en cuenta tanto el crecimiento en las viviendas como la saturación de los equipos.
- De las unidades existentes en el 2001, el 7% se reemplaza cada año. Esto corresponde a una vida media del parque existente de 13 años.

Se generaron cuatro escenarios:

1. **Escenario de Referencia.** Sin mejoras en eficiencia.
2. Con un programa de etiquetado, a partir del 2006, cuyo impacto en la venta empezaría en el 2007. Se supone adicionalmente que sin una fuerte promoción del sistema de etiquetado su impacto en las ventas de heladeras sería limitada; nuestras suposiciones detalladas se presentan en la Tabla 49.
3. **Escenario FVSA 1.** Con un programa de etiquetado a partir del 2006, con normas de eficiencia mínima con impacto a partir de 2011 y normas más estrictas con impacto a partir de 2015. Suponemos que se exija un nivel mínimo “E” de eficiencia a partir del 2011 y un nivel mínimo de “B” a partir del 2015. El primer nivel (2011) propone eliminar los modelos menos eficientes del mercado sin requerir que los fabricantes ofrezcan nuevos modelos más eficientes. El segundo nivel corresponde a lo que pueda ser el nivel óptimo de eficiencia, considerando el costo adicional de las unidades más eficientes y el ahorro a lograrse con el menor consumo. Es de notarse que el nivel óptimo de eficiencia en la Unión Europea (UE) para distintos modelos es de clase “A” o aún superior. El precio medio de la electricidad en la UE es muy superior a los valores en la Argentina aún considerando los costos a largo plazo, por lo cual el nivel económicamente óptimo de eficiencia en Argentina será inferior al nivel en la UE. Considerando que el cumplimiento podría atrasarse y no podría abarcar a todas las unidades vendidas, nuestras suposiciones detalladas de este escenario, que se presentan en Tabla 50, incluyen una fracción de ventas que no cumple la normativa vigente en ese momento.
4. **Escenario FVSA 2.** Empezando con la misma distribución de ventas del 2006 supuesta en los escenarios anteriores. En este caso, se supone una acelerada adopción de modelos eficientes, tal que todo equipamiento vendido a partir de 2008 es de clase “A” de eficiencia. Este escenario es extremadamente optimista, requiriendo una intervención fuerte en el mercado, por ejemplo una inversión en la reconversión de la base de fabricación de las heladeras, para que se elimine la fabricación de modelos ineficientes. Su supone un avance en tres etapas para que todos los modelos vendidos sean de clase “A” en el 2008, de clase A+ en 2009 y 2010 y A++ a partir del 2011.

En las Tablas 49 y 50 pueden observarse la distribución de ventas por año para la opción de sistema de etiquetado solamente y para el escenario alternativo propuesto (FVSA 1).

Tabla 49. Heladeras y freezers. Proporción de ventas según clase de eficiencia a partir de un sistema de etiquetado instalado en 2006.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A++							1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%
A+				1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%
A	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%
B	1%	1%	2%	2%	4%	5%	5%	7%	8%	8%	9%	10%	10%	10%	11%
C	6%	8%	8%	10%	12%	12%	12%	13%	11%	12%	14%	15%	16%	16%	17%
D	26%	26%	27%	27%	27%	27%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
E	28%	28%	29%	28%	26%	26%	25%	25%	25%	24%	22%	21%	22%	22%	22%
F	26%	24%	23%	22%	20%	18%	17%	15%	14%	13%	12%	11%	10%	9%	8%
G	12%	12%	10%	9%	8%	8%	7%	6%	6%	5%	5%	3%	2%	1%	0%

Tabla 50. Proporción de ventas según clase de eficiencia a partir de un sistema de etiquetado instalado en 2006, una normativa de eficiencia mínima efectiva a partir del 2011 y normas más estrictas efectivas a partir de 2015.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A++								1%	1%	1%	2%	3%	3,5%	4%	4,5%
A+					1%	1%	2%	3%	2%	3%	6%	7%	8%	9%	10%
A	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	17%	20%	23,5%	26%	29%
B	1%	1%	1%	2%	2%	4%	5%	5%	7%	8%	34%	44%	52%	54%	55%
C	6%	6%	8%	8%	10%	12%	12%	12%	13%	11%	16%	12%	9%	5%	2%
D	26%	26%	26%	27%	27%	27%	33%	34%	35%	35%	15%	9%	4%	2%	0%
E	28%	28%	28%	29%	28%	26%	31%	34%	35%	36%	10%	5%	0%	0%	0%
F	26%	26%	24%	23%	22%	20%	12%	9%	5%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
G	12%	12%	12%	10%	9%	8%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Nota: Las líneas oscuras indican el nivel de la norma. Los valores debajo de las líneas corresponden a los modelos fuera de norma que podrían estar en venta hasta que la normativa se efectiviza.

Los resultados de la simulación para los distintos escenarios se sintetizan en la Tabla 51 y la Figura 19.

Tabla 51. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh) de heladeras y congeladores residenciales correspondientes a los escenarios de (a) referencia, (b) sistema de etiquetado, (c) FVSA 1 y (d) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Consumo total de heladeras y congeladores, escenario de referencia	9.242	10.498	11.873	13.393	---
Ahorro por etiquetado (2006)	0	142	664	1666	8278
Ahorro por Escenario FVSA 1	0	142	1.010	3.423	8278
Ahorro por Escenario FVSA 2	0	1183	4360	8278	8278

Además del ahorro de energía, la introducción de heladeras y congeladores más eficientes reduce la demanda de potencia eléctrica. El consumo energético de las heladeras es relativamente constante a lo largo del día, con leves aumentos en las horas de la tarde cuando la cocina puede estar más caliente y con más aperturas de puerta y cargas de comida. El consumo también aumenta en el verano cuando la temperatura de la cocina suele ser mayor que en el invierno. Ignorando estas variaciones, podemos suponer que el consumo es constante y estimar un potencial conservador de reducción en la demanda en

punta a través de la eficiencia. Los resultados se presentan en la Tabla 52, donde se puede percibir que el potencial es grande, por ejemplo en el escenario FVSA 2 la demanda bajaría en 945 MW, levemente inferior a la potencia instalada de las dos centrales nuclear de la Argentina (1018 MW).

El resultado de los escenarios puede verse en la Figura 18.

Tabla 52. Evolución del potencial de reducción en *potencia media* (MW) correspondientes a los distintos escenarios: (a) referencia, (b) sistema de etiquetado, (c) FVSA 1 y (d) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo
Potencia total de heladeras y congeladores, escenario de eficiencia congelada	1055	1198	1355	1529	
Reducción por etiquetado (2006)	0	16	76	190	945
Reducción Escenario FVSA 1	0	16	115	391	945
Reducción Escenario FVSA 2	0	135	498	945	945

En realidad, la potencia conectada no es constante, con variaciones tanto estacionales como horarias. Se supone una variación estacional tal que la heladera opera el 70% del tiempo en el verano, el 55% en el verano y el 62,5% en la primavera y verano. El consumo en verano sería 12% mayor que el promedio anual (70/62,5).

Mediciones en una muestra grande de heladeras en los EEUU (Dutt et al., 1994) revelaron que la variación en el consumo a lo largo del día es aproximadamente sinusoidal, con un mínimo a las 6 AM y una demanda máxima a las 6 PM. Esta variación corresponde a la siguiente relación:

$$A(t) = A_0 \times (1 + 0.16 \sin \omega t)$$

Es decir, la potencia máxima es 16% mayor que la potencia media diaria.

Considerando tanto la variación estacional y la diaria, podemos constatar que la potencia máxima a las 18 horas en un día de verano sería 30% mayor ($1,12 \times 1,16 = 1,30$) que la potencia media. La potencia máxima de la demanda y la reducción de la misma serían 1,3 veces los valores indicados en la Tabla 52, y se presentan en la Tabla 53.

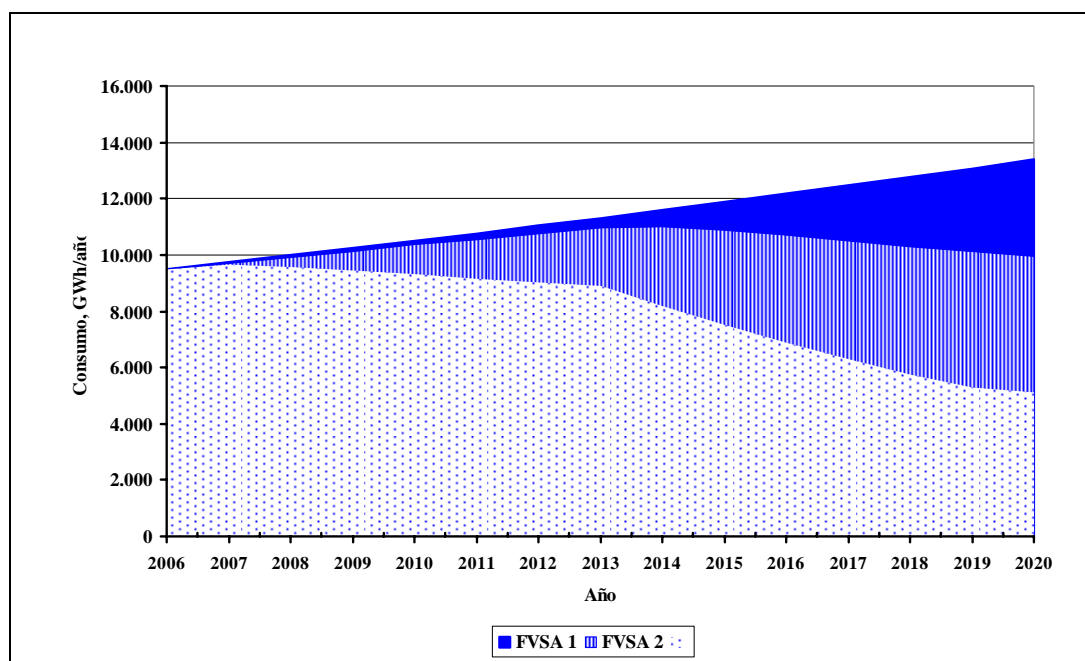


Figura 18. Evolución del consumo energético en heladeras y congeladores residenciales en Argentina, 2005-2020, para cuatro escenarios: (a) referencia (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.

Tabla 53. Evolución del potencial de reducción en *potencia en punta* (MW) correspondientes a los distintos escenarios: (a) eficiencia congelada, (b) sistema de etiquetado, (c) etiquetado seguido por normativa y (d) ahorro máximo.

	2005	2010	2015	2020	Máximo
Potencia total de heladeras y congeladores, escenario de eficiencia congelada	1.372	1.558	1.762	1.988	
Reducción por etiquetado (2006)	0	21	99	247	1.228
Reducción Escenario FVSA 1	0	21	144	455	1.228
Reducción Escenario FVSA 2	0	176	647	1.228	1.228

10.1.2 Iluminación Residencial

Diversos factores contribuyen a que la iluminación sea uno de los primeros usos finales donde se haya comenzado a trabajar aplicando medidas de eficiencia energética:

1. El potencial de ahorro para este uso final demuestra ser muy elevado.
2. Algunas alternativas de eficiencia en iluminación no representan costo adicional alguno y en otros casos el uso eficiente de la energía eléctrica en la iluminación es una medida altamente rentable.
3. Debido a su alta coincidencia con la demanda pico vespertina de electricidad, una reducción en el consumo energético en la iluminación se refleja también en una disminución de la demanda de punta, permitiendo importantes ahorros en las inversiones necesarias para suministrar dichos picos.

En particular para el sector residencial,

4. Pocos puntos luminosos de las residencias concentran la mayor parte del consumo, lo que permite un gran aprovechamiento del potencial de ahorro cambiando pocas lámparas.

5. Debido a la corta vida útil, al bajo costo de las lámparas a reemplazar (incandescentes) y a que la tecnología para efectuar el cambio se halla disponible en el mercado, la sustitución puede realizarse en plazos relativamente breves.

La mayor parte de las ventajas enumeradas se repiten en otros países, razón por la cual, muchos de ellos han puesto en marcha diversos tipos de programas de iluminación eficiente. Estos programas contemplan campañas de información, difusión y demostración, normativas de eficiencia, sistemas de etiquetado, financiación de los productos, etc.

Los programas más importantes desarrollados hasta el momento son *Green Lights* y *Energy Star* (en los EE.UU.), *ILUMEX* en México, *PELP* en Polonia, *Best Practice* en Reino Unido, otros programas en la Unión Europea, etc. *ILUMEX* y *PELP* fueron apoyados por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM o GEF) En la Argentina también se ha llevado a cabo dos programas FMAM dirigidos la iluminación, uno para el alumbrado público (ASLP, Argentina Street Lighting Program), otro para la iluminación de interiores (ELI, Efficient Lighting Initiative o Programa de Iluminación Eficiente).

Potencial de Ahorro

Básicamente se identifican dos áreas de ahorro energético en la iluminación residencial:

1. La sustitución de lámparas incandescentes de uso intenso por fluorescentes compactas y
2. La sustitución de las demás lámparas incandescentes por lámparas incandescentes de calidad.

El potencial de ahorro en el primer caso es del orden de 75%, considerando la diferencia en eficiencia entre las lámparas incandescentes y las fluorescentes compactas que producen la misma iluminancia sobre las superficies iluminadas.

A partir de un análisis económico simplificado, se supone que es conveniente el reemplazo de aquellas lámparas incandescentes que consumen más de 200 watt-horas por día. Es decir, una lámpara de 100 W que se usa dos horas o más por día, una de 75 que se usa más de 2,67 horas por día, etc. Esta base de cálculo económico fue hecha en el 2000 cuando el peso y dólar norteamericano estaban al par. Luego de la devaluación y hasta la fecha, las tarifas eléctricas del sector residencial conservan su valor en pesos de antes de la devaluación, es decir tres veces menor en dólares. Sin embargo, en años recientes, los precios de las lámparas fluorescentes compactas han bajado en dólares y en la actualidad tienen valor en pesos aún menores que su valor en el 2000. Por ello, el criterio económico de sustitución de lámparas incandescentes por fluorescentes compactas se mantiene hoy día.

Aunque no es rentable la sustitución de las demás lámparas incandescentes por fluorescentes compactas, existen diferencias en el rendimiento (eficacia, lumen por watt) entre distintas marcas y modelos de las lámparas incandescentes. Para una determinada potencia de lámpara, dichas diferencias ascienden a 20% entre las mejores marcas y las peores en el mercado nacional.

Una lámpara incandescente de 100 W consume 100 kWh a lo largo de una vida útil de 1000 horas, con un costo de energía eléctrica de 11 pesos, considerablemente superior al precio inicial de la lámpara. Por ello, aún con grandes diferencias en el costo inicial de lámparas de mayor rendimiento su reemplazo se justifica económicamente. Sin embargo, debemos considerar que el reemplazo de una lámpara ineficiente de determinada potencia por otra más eficiente de la misma potencia no genera ahorros energéticos, aunque sí proporciona más luz. Como consecuencia es posible que, en el promedio, usuarios de lámparas más eficientes compren lámparas de menor potencia para una misma aplicación. Esto no está comprobado. Por otro lado, el mercado se distribuye entre lámparas ineficientes y eficientes y las dos terceras partes de las ventas se concentran entre las marcas líderes cuyos modelos son de mayor eficiencia. Por ello, el potencial de mejoras en eficiencia sólo se aplicaría a una fracción de las lámparas actualmen-

te en uso. Se supone un potencial de ahorro de sólo 3% en la sustitución de lámparas incandescentes ineficientes por modelos de mayor rendimiento.

Como consecuencia de ambas sustituciones, se estima un potencial de ahorro del 50% del consumo actual para la iluminación.

Estimación para la Argentina

El punto de partida del consumo energético para la iluminación residencial es el estudio de mercado residencial realizado por el Programa de Iluminación Eficiente (ELI) Argentina. Como parte de dicho estudio se realizaron encuestas en 800 hogares distribuidos en las principales ciudades del país y además de las encuestas se analizaron la factura eléctrica de los hogares y relevaron el patrón de uso de las lámparas incandescentes de uso más intensivo.

El consumo residencial total de todas las viviendas electrificadas del país en el año 2000, estimado a partir de la extrapolación del consumo total en los hogares seleccionados por el estudio de ELI, fue de 24,2 TWh, contra 21,5 TWh, valor según datos de la Secretaría de Energía. El estudio ELI no consideró viviendas fuera de las grandes ciudades, ni los niveles socio-económicos más bajos de las ciudades encuestadas, por lo cual no es de sorprender la sobre estimación consecuencia de la extrapolación. Por lo tanto, en las extrapolaciones desde ELI al nivel nacional, se aplica un factor de corrección de 0,887 ($= 21,5/24,2$), tanto para el consumo residencial total como para el consumo residencial para la iluminación.

Según el estudio ELI, el 26% del consumo residencial se dedicó a la iluminación en el año 2000. Aplicando este porcentaje al consumo total residencial —según datos de la Secretaría de Energía, tenemos un consumo de 5,56 TWh para la iluminación residencial en el 2000.

Para determinar el potencial de ahorro en años futuros, partimos de las siguientes suposiciones:

- El consumo energético para la iluminación residencial en el 2000 fue de 5.559 GWh, a partir del estudio de mercado ELI y normalizado por diferencias entre el consumo muestral residencial de ELI y el valor nacional.
- Proyecciones oficiales del crecimiento de la cantidad de viviendas electrificadas.
- Crecimiento anual del 2,5% en el nivel de iluminación (lúmenes) por encima del crecimiento en el número de viviendas electrificadas.

Se generaron cuatro escenarios:

5. **Escenario de Referencia**, sin mejoras en eficiencia (denominado “Business as usual”)
6. Un escenario de etiquetado de las lámparas, con un potencial de ahorro del 10% del consumo de las incandescentes, a partir del 2007.
7. **Escenario FVSA 1**, con etiquetado de eficiencia energética de las lámparas, con la financiación de lámparas fluorescentes compactas (sin subsidios) a través de la factura eléctrica y otras medidas de difusión. Se supone un potencial de ahorro (respecto al consumo energético en lámparas incandescentes) del 5% en 2007, 10% en 2008, 15% en 2009, y 20% en 2010, 25% en 2011 y el 30% en el 2012.
8. **Escenario FVSA 2**, suponiendo una sustitución completa para todas las lámparas según los criterios establecidos en el apartado anterior: un potencial de ahorro del 50% respecto a BAU, a partir del 2007.

Tabla 54. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh) en la iluminación residencial correspondiente a los escenarios de (a) referencia, (b) etiquetado, (c) FVSA 1 y (d) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Consumo total de iluminación residencial, escenario de eficiencia congelada	6.960	8.696	10.599	12.771	
Ahorro por etiquetado	0	808	984	1.186	
Ahorro por etiquetado con financiación de LFC	0	2.019	2.461	2.965	
Ahorro en el futuro eficiente	0	4.038	4.922	5.930	

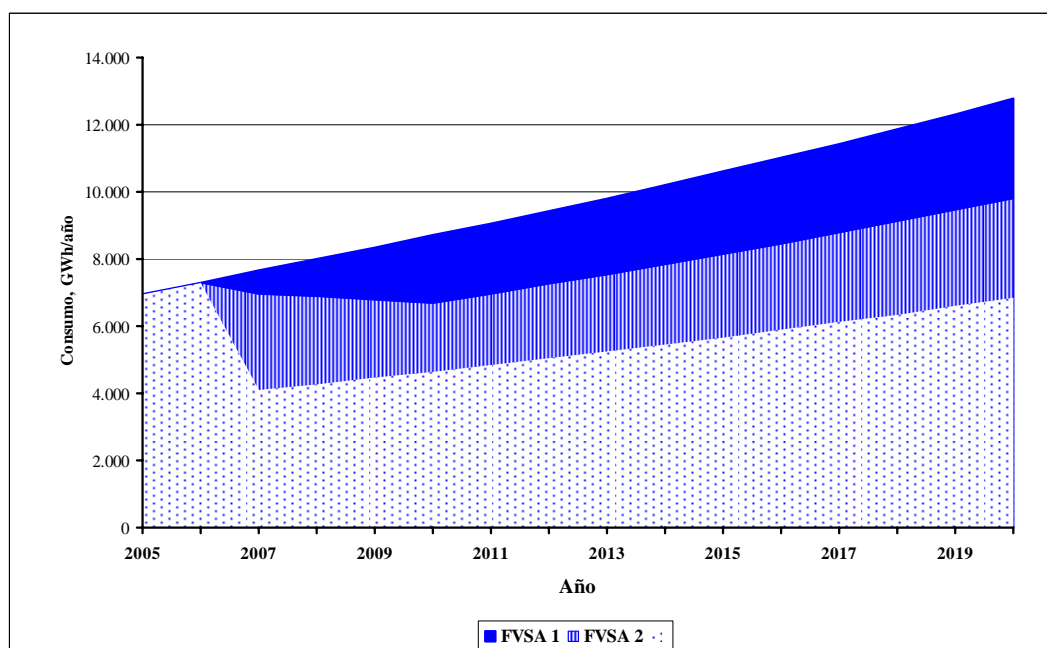


Figura 19. Evolución del consumo energético en iluminación residencial en Argentina, 2006-2020, para tres escenarios: (a) referencia; (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.

10.1.3 Artefactos en modo de espera – (Standby)

El consumo en standby (o modo de espera) de un aparato de uso final es el que se produce aún cuando está apagado o no está ejecutando su función principal. En general esta función se corresponde con la espera para responder a diversas señales tales como controles remotos o a los llamados entrantes a un contestador telefónico.

Una gran variedad de equipamiento electrónico, pequeños aparatos hogareños, equipos de oficina y aún equipos industriales consumen en standby. Las tendencias más recientes de incorporar displays digitales y otros componentes electrónicos en artefactos de la línea blanca, así como también el notable crecimiento en el uso de tecnologías digitales contribuyen a agrandar la lista de equipos que poseen este tipo de consumo. Las fuentes de consumo en standby más frecuentes incluyen productos con control remoto, fuentes de alimentación de baja tensión, aparatos recargables y displays digitales de uso continuo. Aún cuando la potencia demandada en este modo es baja (de 0,5 a 30W por aparato) la suma de todos los equipos en un hogar pueden alcanzar en los países desarrollados valores que oscilan entre 50 y 70W por residencia. [Meier, 2005]

Los estudios realizados para EUA, la UE y otros países desarrollados señalan que el consumo por residencia está alrededor de los 50 a 110W las 24 horas del día, representado un porcentaje que varía entre un 3 a 13% del sector. [OECD/IEA, 2001, Meier, 2005]

Un estudio muy completo realizado en Australia, revela que el consumo promedio en los hogares del sector residencial alcanza los 87W o sea 760 kWh/año por residencia, representando el 11,6% del consumo en ese sector. [Wear et al., 2001]

En el año 1999 la demanda de potencia total global en standby representaba 15GW. A los efectos ilustrativos la capacidad instalada en turbinas eólicas para ese mismo año era del orden de los 14GW.

Existen varios motivos concurrentes por los cuales el consumo en este modo crece aceleradamente: i) el número de artefactos en los hogares se está acrecentado fuertemente, ii) muchas funciones que anteriormente eran electromecánicas ahora son electrónicas y por último iii) la convergencia entre los productos electrónicos y los informáticos implica que más y más aparatos nunca dejan de consumir energía eléctrica.

En algunos casos en aparatos tales como las videocaseteras (VCRs), DVDs y hornos a microondas el consumo en modo standby es mayor que el que efectivamente producen para reproducir videos o cocinar respectivamente. [OECD/IEA, 2001; Tanides et al. 2000]

Numerosos estudios señalan que los usuarios no son concientes del consumo en standby de sus hogares o consideran que este valor es despreciable. [Vowles et al., 2003]

En síntesis, el consumo de aparatos en modo de espera ha captado la atención de numerosas políticas energéticas, ya que es una demanda que se encuentra en fuerte crecimiento, y que puede ser reducida drásticamente sin mayores costos y con tecnologías disponibles.

Potencial de Ahorro

Existen dos maneras de reducir el consumo por standby: las mejoras tecnológicas y los cambios en el comportamiento de los usuarios.

Se han desarrollado tecnologías, que incluyen fuentes de alimentación más eficientes y mejoras en los diseños de los productos que permiten reducir el consumo a menos de 1W por aparato. De hecho, gracias a la adopción de algunas medidas en numerosos países ya es posible adquirir productos con estos niveles de consumo. [Thomas, A. et al., 2004]

La rentabilidad de la reducción del consumo en modo de espera varía enormemente de un equipo a otro pero en gran cantidad de situaciones resulta muy bajo. Puede considerarse entonces que podemos producir un ahorro de entre un 60 y 80% en este consumo dentro del sector. [OECD/IEA, 2001 - p.34]

Por otro lado, el cambio de comportamiento de los usuarios puede proveer también de un potencial de ahorro para lo cual se requiere de importantes campañas de difusión, educación y concientización.

Estimación para la Argentina

El 85% de los artefactos eléctricos que consumirán en modo de espera en el año 2020 todavía deben ser fabricados. De otro modo para la Argentina son 100 millones de nuevos equipos que podrán derrochar energía o no.

Existen muy pocos estudios realizados en el país respecto al consumo standby en el sector residencial realizados entre 1995 y 2000 en la ciudad de Buenos Aires. De ellos surgen algunos datos, tales como que en ese entonces este consumo representaba en promedio el 15% del sector (aproximadamente 43W) en la muestra efectuada. [Tanides et al. 2000]

No resulta sencillo obtener un valor de consumo de standby para el total del país ya que no hay suficientes investigaciones y de la información, bastante abundante, que proviene de otros países no surgen correlaciones tales como consumo en standby y PBI o alguna otra que puedan servir de guía.

Por lo tanto, a partir de estos datos y de los estudios de otros países parece razonable suponer, en forma conservadora, que el consumo promedio del standby es de 25W por residencia en el año base (2005) y que este alcanzará, dadas las tendencias mundiales existentes, un valor de 45W en el año horizonte (2020).

Para el cálculo del potencial de ahorro se supuso entonces para el *Escenario FVSA 1*:

- El etiquetado de los productos más significativos en términos de consumo (TVs, VCRs, DVDs, , etc.) para el año 2007.
- La introducción de dos niveles de estándares de eficiencia mínima para los años 2010 y 2015 de 3W y 1W respectivamente.
- La vida media de este equipamiento de 10 años.

Para el *Escenario FVSA 2*:

- Idem anterior pero con la introducción de un solo nivel de estándares de eficiencia mínima para el año 2010 de 1W.

El resultado del análisis efectuado bajo estos supuestos arroja un potencial de ahorro cuyos valores se muestran en la Tabla 55 y en la Figura 20.

Puede apreciarse que, en los escenarios FVSA, la reducción del consumo residencial en standby alcanza un valor de 2,4 a 2,7 TWh (6,8 a 7,6% del sector) para el año 2020, bajo los supuestos establecidos. De todas maneras el pleno potencial de ahorro, del orden del 11,1%, tardará en alcanzarse en algunos años más cuando se haya producido un recambio completo del equipamiento viejo por el eficiente.

Tabla 55. Evolución de los escenarios de consumo de energía eléctrica (GWh) del sector residencial en los escenarios de a) Referencia, b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en standby. (*)

	2005	2010	2015	2020	MPA
Consumo Eléctrico Residencial Total Referencia	24.558	30.800	35.540	39.215	
Consumo en Standby Residencial Referencia	2.713	3.647	4.596	5.590	
Escenario FVSA 1					
Ahorro energía eléctrica	0	38	1.028	2.436	4.000
Consumo Energía Eléctrica Sector Residencial	24.558	30.762	34.512	36.779	
Reducción de Potencia (MW)	0	5,0	135	320	
Escenario FVSA 2					
Ahorro energía eléctrica	0	0	1.470	2.749	4.000
Consumo Energía Eléctrica Sector Residencial	24.558	28.279	30.878	33.286	
Reducción de Potencia (MW)	0	0	193	361	

(*) Los valores son consignados a nivel del consumo final. Los valores a nivel de generación se consignan en el Capítulo V.

Otras medidas necesarias que deberán producirse simultáneamente con el desarrollo de las etiquetas son las todas aquellas acciones de comunicación que resulten pertinentes para concientizar al público, los vendedores de equipamiento eléctrico y difundir el funcionamiento de las etiquetas.

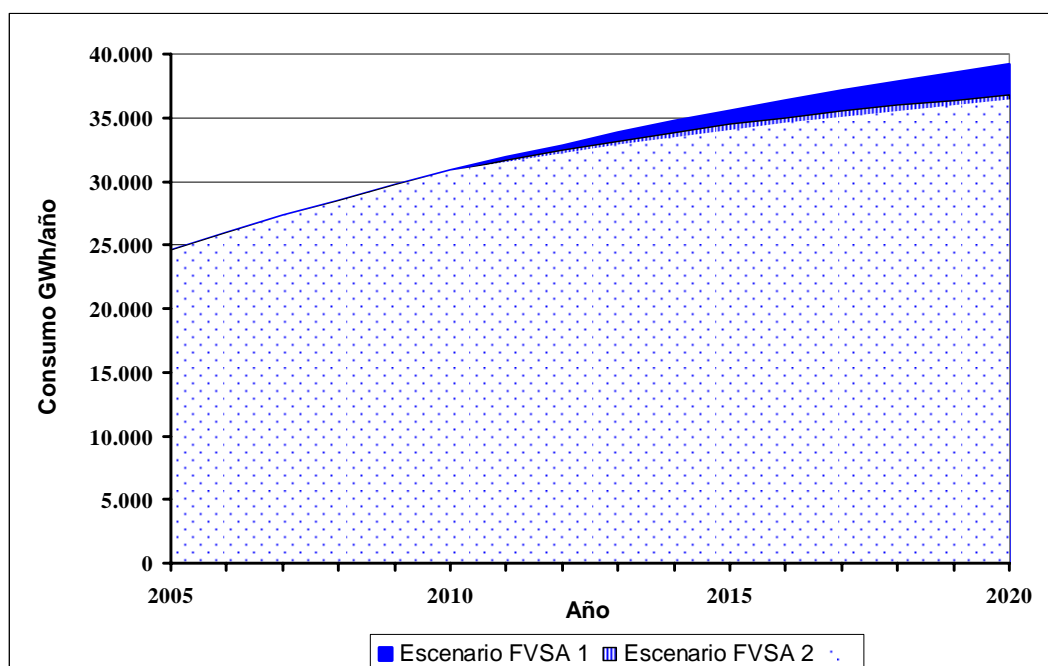


Figura 20. Evolución del Escenario Residencial para las opciones Referencia, FVSA 1 y FVSA 2 considerando la aplicación de políticas de reducción del standby.

10.1.4 Otros electrodomésticos

Existen varios tipos de electrodomésticos dentro del sector residencial, todos con potencial de ahorro. En particular dos de ellos, los equipos de aire acondicionado y los lavarropas, requieren atención especial dado el grado de avance de las políticas de eficiencia que existen en otros países sobre ellos. Si se comparan ambos los equipos de Aire Acondicionado merecen mayor atención por el aparente crecimiento que está teniendo su saturación dentro del sector. Por otro lado los lavarropas, dadas las pocas mediciones realizadas en el país, a pesar de lo que comúnmente se piensa no representan un consumo significativo en las residencias. Si embargo existen muchos modelos eficientes con grandes potenciales de ahorro por lo que se incluyen dentro del análisis.

Equipos de Aire Acondicionado

En el caso particular de los equipos de Aire Acondicionado existen un número de incertidumbres, en los niveles de saturación, de eficiencia de los equipos comercializados y en los modos de uso, que no permiten hacer una apreciación ajustada de su potencial de ahorro. Sin embargo algunos datos con los que se cuenta tales como que los equipos que se venden en el país son de baja eficiencia y que en el último año (2005) las ventas alcanzaron 1.500.000 unidades señalan claramente que es un uso final que deberá considerarse efectivamente en las políticas de eficiencia.

Las suposiciones utilizadas para este uso final fueron:

- Vida media: 17 años
- Tasa de crecimiento del parque 7% anual

- Consumo promedio de las unidades ineficientes actualmente en venta: 750 kWh/año
- Saturación inicial (2006) en el sector: 16%, saturación final en el 2020: 35%
- Etiquetado a partir de 2007

Para el *Escenario FVSA 1*:

- Consumo promedio de las unidades eficientes 560 kWh/año
- Estándar de eficiencia al nivel de 560 kWh/año a partir del año 2012

Para el *Escenario FVSA 2*:

- Consumo promedio de las unidades eficientes 490 kWh/año
- Estándar de eficiencia al nivel de 490 kWh/año a partir del año 2012

Tabla 56. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh/año) del sector residencial en los escenarios de a) Referencia, b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en equipos de Aire Acondicionado. (*)

	2005	2010	2015	2020	MPA
Escenario Referencia					
Consumo Eléctrico Total Sector Residencial	24.558	30.800	35.540	39.215	
Consumo en Aire Acondicionado Residencial	1.238	1.730	2.410	3.358	
Escenario FVSA 1					
Ahorro energía eléctrica	0	4,4	199	498	1.127
Consumo Eléctrico Total Sector Residencial	24.558	30.796	35.341	38.717	
Reducción de Potencia (MW)	0	3,5	158	395	
Escenario FVSA 2					
Ahorro energía eléctrica	0	6,00	273	681	1.127
Consumo Eléctrico Total Sector Residencial	24.558	30.794	35.267	38.534	
Reducción de Potencia (MW)	0	4,8	217	541	

(*) Los valores son consignados a nivel del consumo final. Los valores a nivel de generación se consignan en el Capítulo V.

Lavarropas

Los lavarropas tienen un nivel de saturación en el sector bien conocido, a partir de los datos del INDEC, que es el 85,5%. Contrariamente a lo que comúnmente se cree las pocas mediciones realizadas en este uso final determinan que, en promedio, el porcentaje de utilización de energía en las residencias de este uso final es relativamente baja, rondando el 3%. La saturación ya alta de estos equipos, y su función que determina que sea muy improbable que existan más de un lavarropas por hogar, justifican un crecimiento lento de su penetración a futuro.

Las suposiciones utilizadas para este uso final fueron:

- Vida media: 12 años
- Tasa de crecimiento del parque: 2,6% anual
- Consumo promedio de las unidades ineficientes actualmente en venta: 120 kWh/año
- Saturación inicial en el sector: 85,5%, saturación final: 99,1%
- Etiquetado a partir de 2007

Para el *Escenario FVSA 1*:

- Consumo promedio de las unidades eficientes 96 kWh/año

- Estándar de eficiencia al nivel de 96 kWh/año a partir del año 2012

Para el *Escenario FVSA 2*:

- Consumo promedio de las unidades eficientes 78 kWh/año
- Estándar de eficiencia al nivel de 78 kWh/año a partir del año 2012

Tabla 57. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh/año) del sector residencial en los escenarios de 1) Referencia, 2) FVSA 1 y 3) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en lavarropas. (*)

	2005	2010	2015	2020	MPA
Escenario Referencia					
Consumo Eléctrico Total Sector Residencial	24.558	30.800	35.540	39.215	
Consumo en lavarropas Residencial	1.059	1.199	1.355	1.350	
Escenario FVSA 1					
Ahorro energía eléctrica	0	2,4	68,8	148	519
Consumo Eléctrico Total Sector Residencial	24.558	30.798	35.471	39.207	
Reducción de Potencia (MW)	0	0,2	6,3	13,6	
Escenario FVSA 2					
Ahorro energía eléctrica	0	4,2	121	259	519
Consumo Eléctrico Total Sector Residencial	24.558	30.796	35.419	38.956	
Reducción de Potencia (MW)	0	0,4	11,1	23,8	

(*) Los valores son consignados a nivel del consumo final. Los valores a nivel de generación se consignan en el Capítulo V.

10.2 Sector Industrial

El consumo eléctrico del Sector Industrial argentino fue de, aproximadamente, 37,4 TWh en el 2005 representando el 44,8% de participación en el total y se proyecta, en el escenario de referencia, que alcance los 79,7 TWh en el 2020 con una participación algo mayor, 49,3%.

Como lo demuestran los numerosos estudios realizados en otros países el consumo por usos finales en este sector se encuentra concentrado fundamentalmente en los sistemas accionados por motores eléctricos (SAMEs) de inducción trifásicos siendo los accionamientos más importantes las bombas, los compresores y los ventiladores, entre otros, representando el uso final más importante de la electricidad en este sector. En los EEUU se estima que consumen el 23% (1994) de toda la energía eléctrica final, cifra que en la Argentina se ubica en el orden del 32%. [U.S.D.O.E., 1998; Tanides y Berset, 2005]

Dentro del sector industrial el consumo en SAMEs alcanza la mayor proporción, a modo de ejemplo podemos citar: EEUU: 63% , UE: 65%; Brasil: 49%; Argentina: 70%.

Por este motivo es que incrementar la eficiencia de los motores eléctricos industriales así como la del sistema que están impulsando, ha sido objeto de importantes estudios que analizan todas las posibilidades de ahorro, en qué elementos o acciones se hallan concentradas y cuáles son las tecnologías, metodologías y políticas que deberán alentarse para conseguir su aprovechamiento. Entre las conclusiones se arriba a la necesidad de tratar al sistema en su conjunto pues concentrarse sólo en aumentar la eficiencia del motor de impulso deja de lado otras posibilidades de ahorro que pueden ser aún mayores que ésta.

El resto del consumo en aquellos usos “no SAMEs” no se encuentra claramente identificado por lo que en este trabajo se le asigna un potencial de ahorro menor.

10.2.1 Ahorro en SAMEs y No SAMEs

La optimización de los sistemas accionados por motores eléctricos requiere de considerar un gran número de aspectos que incluyen el diseño, la selección de los componentes, y de prácticas de operación y mantenimiento adecuadas que, a su vez, demandan conocimiento, tecnología y una metodología que no es usual encontrar en las instalaciones industriales ni entre quienes las operan y mantienen.

Se debe en principio considerar que el motor eléctrico nunca se encuentra solo, sino que siempre constituye una parte de un sistema mucho mayor que incluye la red de alimentación eléctrica, los sistemas impulsados (bombas, motores, compresores, etc.), los sistemas de control, etc.

Por lo tanto en el proceso de búsqueda de incremento de la eficiencia se debe reconsiderar el diseño y la selección de los componentes de todo el sistema en pos de obtener el mismo servicio más económicamente y utilizando menores cantidades de energía.

A los efectos de este estudio se analizarán por separado los motores eléctricos propiamente dicho y los sistemas impulsados por los motores.

A continuación se enumeran las distintas posibilidades de reducción del consumo energético, en cada uno de los elementos que constituyen el sistema descripto.

Tecnología empleada

- Eficiencia del motor eléctrico
- Reducción y o control de la velocidad (variadores de velocidad).
- Eficiencia mecánica del artefacto de uso final (bomba, compresor, ventilador, etc.)

Diseño del sistema

- Eficiencia de las instalaciones: pérdidas en conductos, cañerías, reducción de picos de demanda de ciclos de trabajo.
- Dimensionamiento óptimo de las instalaciones
- Reducción de la potencia del motor

Prácticas de operación y mantenimiento

- Práctica de los rebobinados

Sistema de alimentación eléctrica

- Calidad de la energía suministrada
- Pérdidas por distribución

Un programa de eficiencia en SAMEs requiere que simultáneamente con el desarrollo de las etiquetas y estándares de eficiencia para los motores eléctricos se realicen todas aquellas acciones de difusión de las etiquetas, educación (capacitación en los niveles técnicos y universitarios), y de promoción de las tecnologías (a partir de unidades demostrativas y mecanismos de financiación que permitan acceder a las tecnologías eficientes), a su vez se requerirá el trabajo con los distribuidores de estos artefactos y los vendedores de equipamiento eléctrico.

Estimación para la Argentina

Los estudios más importantes y abarcativos realizados en el mundo hasta el momento sobre SAMEs son: el *Motor Challenge* de los EUA y la UE. [U.S.D.O.E., 1998; ECI, 2004] En la Argentina existen muy pocos antecedentes respecto a estudios similares. Lo único que se encuentra son estudios genéricos rea-

lizados hace ya 10 años haciendo algunas aproximaciones muy generales al tema [Tanides y Dutt, 1994]. En el año 2005 se realizó un estudio [Tanides y Berset, 2005], mucho más específico, basado en los datos del consumo por subsector industrial y en la información que surge de los *Motor Challenge*, aplicada para nuestro país.

A partir de esta estimación se obtuvo que el 70% del consumo eléctrico del sector industrial es debido a los motores eléctricos y que el potencial de ahorro es de, al menos 21% en los SAMEs.

Suponiendo que todas las medidas de eficiencia estuviesen plenamente presentes en el 2005, la distribución del ahorro que surge de ellas es la mostrada en la Tabla 58.

Tabla 58. Distribución del Potencial de Ahorro por tipo de medidas halladas para los SAMEs del Sector Industrial argentino.

Nivel	Medida	Ahorro [GWh]	% del ahorro total	% del ahorro total
Tecnologías	Motores eficientes	1.204	24%	48%
	Reducción y/o control de la velocidad	1.030	20%	
	Artefactos eficientes	212	4%	
Diseño del sistema	Reducción de requerimientos del sistema	1.137	27%	32%
	Dimensionamiento óptimo instalaciones	233		
	Reducción tamaño motor	241	5%	
Operación y mantenimiento (OyM)	Buenas prácticas	881	17%	20%
	Rebobinado mejorado	169	3%	
Total		5.107	100%	

Fuente: [Tanides y Berset, 2005]

Lo más destacable de estos resultados es que el potencial que surge de la variable tecnológica: motores eficientes y variadores de velocidad representa el 48% del potencial de ahorro, mientras que aspectos tales como: diseño óptimo del sistema, y las buenas prácticas de operación y mantenimiento abarcan un 52% de este potencial.

A partir del citado estudio se elaboró entonces el *Escenario FVSA 1* en este uso final para el período 2006-2020, que capta este potencial utilizando las siguientes suposiciones:

- Se establecen etiquetas en motores eléctricos eficientes en 2006 utilizando el esquema de CEMEP (*European Committee of Manufacturers of Electrical Machines and Power Electronics*) ya en uso en Europa.¹¹
- Se coloca un estándar de eficiencia mínima en 2010 al nivel de *eff2*, y en el 2015 al nivel de *eff1* (según los niveles especificados en CEMEP).
- Se supone una vida media de los motores eléctricos de 20 años.
- Se instrumentan programas de educación, difusión, promoción y financiación de buenas prácticas, para promover el desarrollo del diseño óptimo de los sistemas y de la utilización de motores eléctricos eficientes y variadores de velocidad. En ambos casos se supone que al 2020 se capta

¹¹ La etiqueta ha comenzado el proceso de elaboración en el ámbito del Subcomité de Eficiencia Energética del IRAM en el año 2005.

el 80% del total del potencial de ahorro, distribuido de la siguiente manera: 10% al 2010, 50% al 2105 y finalmente el 80% al 2020.

El *Escenario FVSA 2* se construyó de la siguiente manera:

- Se establecen etiquetas en motores eléctricos eficientes en 2006 utilizando el esquema de CEMEP.
- Se coloca un estándar de eficiencia mínima en 2010 al nivel de *eff1* según los niveles especificados en CEMEP.
- Se supone una vida media de los motores eléctricos de 20 años.
- Se instrumentan programas de educación, difusión, promoción y financiación de buenas prácticas, para promover el desarrollo del diseño óptimo de los sistemas y de la utilización de motores eléctricos eficientes y variadores de velocidad. En ambos casos se supone que al 2020 se capta el 90% del total del potencial de ahorro, distribuido de la siguiente manera: 10% al 2010, 55% al 2015 y finalmente el 90% al 2020.

Por supuesto que, además de los aspectos técnicos a evaluar, el análisis incluye las variables económicas que discriminen sólo aquellas opciones económicamente rentables.

Si bien los potenciales de ahorro provienen de estudios realizados en países desarrollados, el hecho de que en estos países tengan en marcha programas de eficiencia desde hace casi tres décadas permite suponer que sus valores resultan un piso del potencial de ahorro que puede existir en Argentina en donde es poco o nada lo que se ha hecho al respecto.

El resultado del análisis efectuado bajo estas hipótesis arroja potenciales de ahorro cuyos valores se muestran en la Tabla 59 y se visualizan en las Figuras 21, 22 y 23.

De lo desarrollado hasta aquí pueden realizarse las siguientes observaciones:

1. La reducción del consumo industrial por SAMEs al 2020 es de 8,1 a 9 TWh (10 a 11,3% del consumo total del sector industrial en el escenario de referencia).
2. Dada la velocidad del recambio bajo los supuestos establecidos un 29% del pleno potencial de ahorro (14,0% del consumo total del sector en el escenario de referencia) aún no será capturado en 2020 sino que se producirá en los años sucesivos.
3. Todas las medidas tienen un alto impacto en la demanda, destacándose el ahorro por diseño y operación y mantenimientos óptimos en primer término y el producido por etiquetado y estándares de eficiencia en segundo término.

Del 30% restante del consumo industrial, que no corresponde a SAMEs (denominado “No SAMEs”), no se posee demasiada información. Este consumo está constituido por procesos electroquímicos, la iluminación, hornos eléctricos, sistemas electrónicos, entre otros, todos con potencial de ahorro.

En este rubro se decidió entonces formular dos escenarios muy conservadores: el *Escenario FVSA 1* alcanzando un 5% de ahorro para el 2020 y el *Escenario FVSA 2* con un 10% de ahorro para ese mismo año.

Tabla 59. Evolución de los escenarios de consumo de energía eléctrica (GWh) del Sector Industrial: a) de referencia, b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en Sistemas Accionados por Motores Eléctricos.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Consumo Eléctrico total del sector BAU	37.461	49.930	62.978	79.742	
Consumo en SAMEs – BAU	26.223	34.951	44.085	55.819	
Escenario FVSA 1					
Ahorro por etiquetado + MEPS	0	65,4	704	1.587	3.171
Ahorro por diseño y O&M óptimos	0	360	2.268	4.595	5.680
Ahorro en variadores de velocidad	0	147	926	1.876	2.318
Ahorro total FVSA 1	0	572	3.898	8.058	11.169
Ahorro total en el sector industrial (%)	0,0%	1,14%	6,19%	10,1%	14,0%
Consumo Eléctrico Total del sector eficiente	37.461	49.358	59.081	71.684	
Reducción en la demanda de potencia (MW)	0	8,6	92,4	209	290
Escenario FVSA 2					
Ahorro por etiquetado + MEPS	0	65,4	839	1.703	3.171
Ahorro por diseño y O&M óptimos	0	360	2.495	5.169	5.680
Ahorro en variadores de velocidad	0	147	1.018	2.110	2.318
Ahorro total FVSA 2	0	572	4.352	8.982	11.169
Ahorro total en el sector industrial (%)	0,0%	1,14%	6,91%	11,3%	14,0%
Consumo Eléctrico Total del sector eficiente	37.461	49.358	58.626	70.760	
Reducción en la demanda de potencia (MW)	0	8,6	110	224	290

(*) Los valores son consignados a nivel del consumo final. Los valores a nivel de generación se consignan en el Capítulo V.

Los resultados pueden apreciarse en la Tabla 60.

Tabla 60. Evolución de los escenarios de consumo de energía eléctrica (GWh) del Sector Industrial: a) referencia; b) FVSA 1 y c) FVSA 2, considerando medidas de eficiencia en No SAMEs.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Consumo Eléctrico Industrial. Referencia	37.461	49.930	62.978	79.742	
Consumo en no SAMEs – Referencia	11.238	14.979	18.893	23.923	
Escenario FVSA 1					
Ahorro en No SAMEs	0	150	661	1.196	
Consumo Eléctrico Total	37.461	49.780	62.317	78.546	
Reducción en la demanda de potencia (MW)	0	19,7	86,8	157	
Escenario FVSA 2					
Ahorro en No SAMEs	0	300	1.323	2.392	
Consumo Eléctrico Total	37.461	49.630	61.656	77.349	
Reducción en la demanda de potencia (MW)	0	39,4	174	314	

(*) Los valores son consignados a nivel del consumo final. Los valores a nivel de generación se consignan en el Capítulo V.

Tabla 61. Evolución de los ahorros de consumo de energía eléctrica (GWh) del Sector Industrial incluyendo las medidas de SAMEs + no SAMEs.

Escenario Total Industrial FVSA 1					
Ahorro en SAMEs + No SAMEs (GWh/año)	0	722	4.559	9.254	11.400
Reducción en la demanda de potencia (MW) en SAMEs + No SAMEs	0	28,3	179	366	447
Escenario Total Industrial FVSA 2					
Ahorro en SAMEs + No SAMEs (GWh/año)	0	872	5.675	11.374	11.400
Reducción en la demanda de potencia (MW) en SAMEs + No SAMEs	0	28,3	179	366	447

(*) Los valores son consignados a nivel del consumo final. Los valores a nivel de generación se consignan en el Capítulo V.

En la Figura 23 puede verse graficado este resultado.

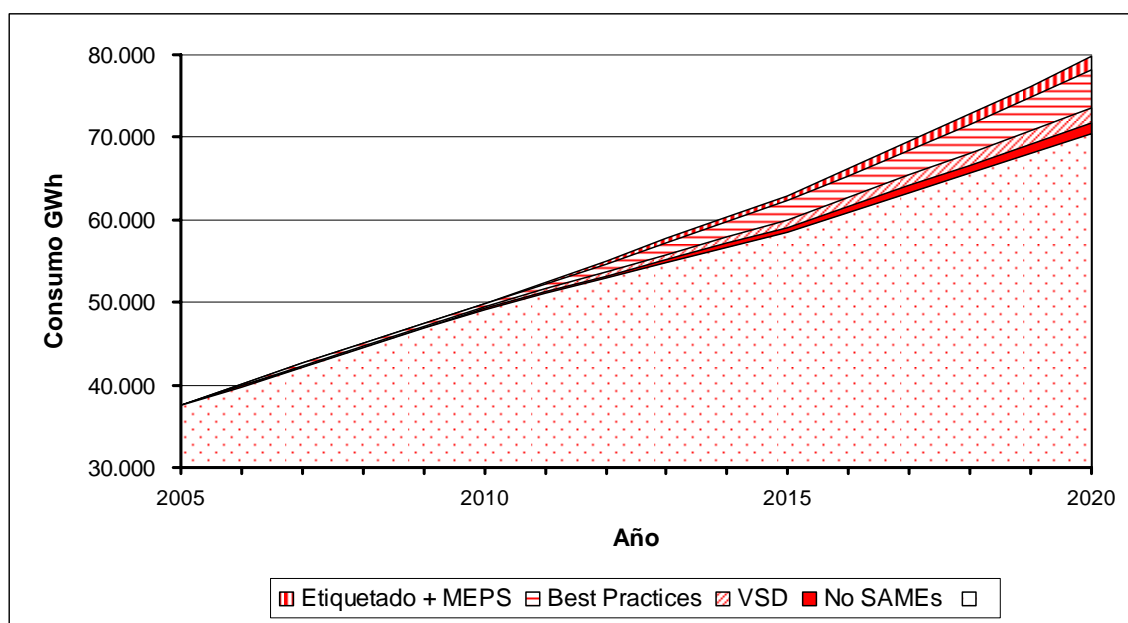


Figura 21. Detalle del *Escenario FVSA I* (2006-2020) de demanda de energía eléctrica en el Sector Industrial argentino, con medidas de eficiencia en SAMEs y No SAMEs.

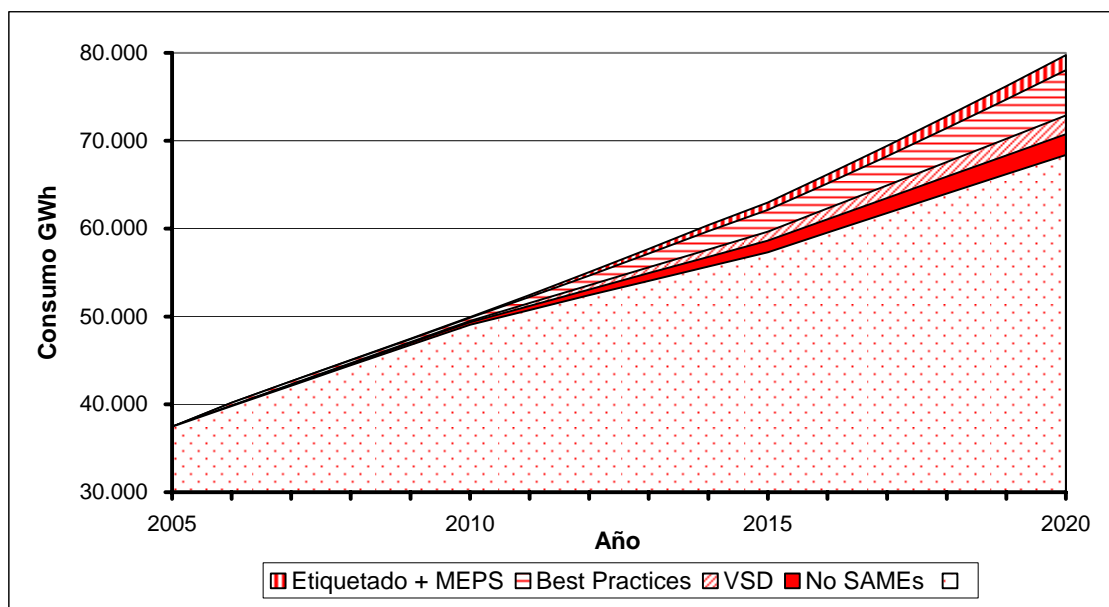


Figura 22. Detalle del *Escenario FVSA 2* (2006-2020) de demanda de energía eléctrica en el Sector Industrial argentino con medidas de eficiencia en SAMEs y No SAMEs.

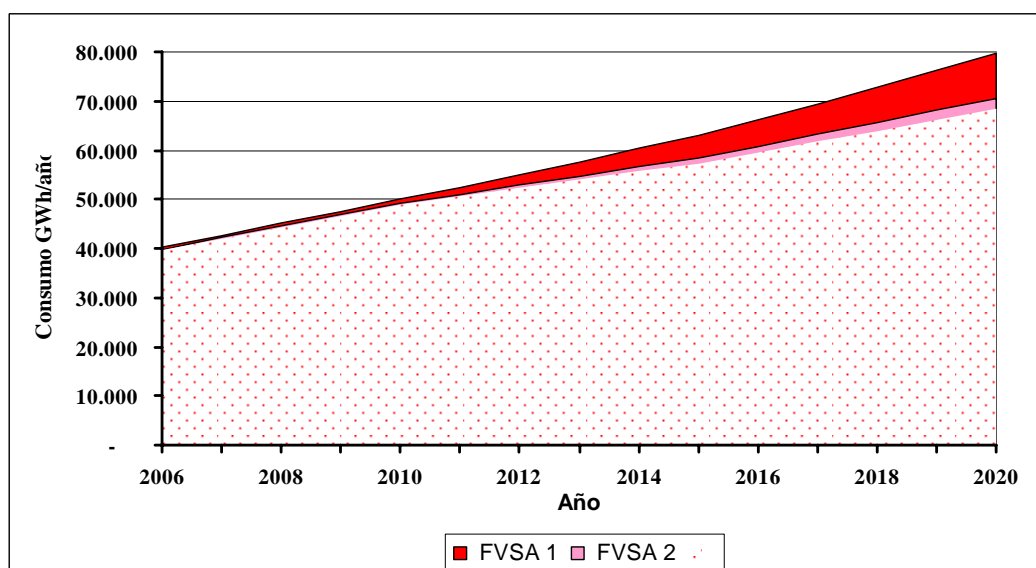


Figura 23. Comparación entre el *Escenario FVSA 1* y el *FVSA 2* de demanda de energía eléctrica en el Sector Industrial argentino con medidas de eficiencia en SAMEs y No SAMEs para el período 2006-2020.

10.3 Sector Comercial y Público

En Argentina, el 19,7% del total de la energía eléctrica fue consumida por el sector Comercial y Público en el año 2003. Dicho porcentaje aumentó desde el 12,6% en el 1990 al 21,3% en el 2001, por cambios en la estructura económica en la década de los 1990. Este sector, resultante de la agregación de las estadísticas relevadas por la Secretaría de Energía para los segmentos Comercial y Oficial, registra en el año 2003, un consumo de 14.194 GWh, correspondiendo 12.187 GWh a los Edificios Comerciales (86,0%) y 2.007 GWh (14,0%) a los Oficiales o Públicos. El segmento Oficial comprende los consumos registrados en las dependencias de jurisdicción nacional, provincial y municipal del total del país. Para el año 2020 el consumo del sector Comercial y Público se elevará, según el escenario de referencia, a los 33.184 GWh, o sea más del doble del existente en el 2003. Ese total representaría el 20,5% del consumo total de la energía eléctrica.

En edificios comerciales y públicos, la energía eléctrica es utilizada principalmente para la iluminación, el aire acondicionado, el funcionamiento del equipamiento de oficinas y, en menor magnitud, para los ascensores y el bombeo de agua.

La experiencia señala que los edificios comerciales y públicos representan un importante ejemplo de derroche energético y, por lo tanto, detentan un elevado potencial de ahorro.

Especialmente las acciones que se desarrollen para aumentar la eficiencia con que se utiliza la energía en las distintas dependencias de los organismos públicos, además de su carácter ejemplificador ante el resto de la sociedad, poseen algunas características beneficiosas tales como:

- el potencial de ahorro técnico y económico en energía y demanda de potencia es alto;
- dada la magnitud de este subsector, cualquier medida generalizada que se tome dentro de este ámbito tendrá impacto importante en el consumo energético;
- el aprendizaje y las herramientas que se desarrollen en este ámbito podrán ser reproducidos o trasladados a otros ámbitos: provinciales, municipales e inclusive dentro del sector privado, multiplicando aún más los beneficios a obtener.

Los edificios comerciales y públicos se caracterizan por el hecho de que los usuarios (las personas que trabajen en ellos) no son responsables personalmente para la facturación energética. Por ello, las oportunidades para reducir el consumo energético y la demanda de potencia abarcan tanto medidas técnicas como de comportamiento de los usuarios, más que en los otros sectores¹².

A continuación se agrupan las medidas para el ahorro de energía en los edificios comerciales y públicos de la siguiente manera:

1. Medidas operativas, requiriendo nula o poca inversión;
2. Acciones de inversión programada, a su vez divididas entre (a) Inversiones en edificios existentes y (b) Compra económica de equipos nuevos y de reposición; y
3. Eficiencia en las construcciones de nuevos edificios.

10.3.1 Medidas Operativas para el Ahorro de Energía¹³

Las alternativas de cambio de equipos para lograr la eficiencia energética pueden tener un mayor costo inicial para el usuario. Sin embargo, **existen otras medidas cuyo costo es nulo o de baja inversión**, pero que resultan también, en excelentes oportunidades para ahorrar energía.

A estas medidas se les conoce como **operativas**, y usualmente el propio personal de mantenimiento del inmueble las puede identificar y llevar a cabo; por lo que a continuación se enlistan las principales áreas de oportunidad clasificadas en tres categorías:

Acciones de nula o mínima inversión

Acondicionamiento del aire

Existen muchas medidas operativas para reducir el consumo energético en el aire acondicionado. Estas incluyen:

¹² En el sector residencial, si bien el consumo también depende del comportamiento de los usuarios, ellos tienen un incentivo personal para fomentar el ahorro ya que son responsables por la factura. En la industria, el consumo energético está dominado por los procesos que no depende del comportamiento de los usuarios (empleados).

¹³ Basado en documentos del estado de Bahía (Brasil), Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (México), Dirección Provincial de Energía (Buenos Aires, Argentina) y aportes de los consultores.

- Apagar equipos de aire acondicionado fuera de los horarios de trabajo
- Limitar el uso de los equipos a los sectores ocupados, apagando los equipos cuando haya ausencia de una hora o más
- Mantener las ventanas y puertas cerradas para limitar la entrada de aire con mayor temperatura y *humedad* que el aire del interior.
- Aprovechar la ventilación natural, cuando las condiciones climáticas lo permiten.
- Ajustar termostatos

Verificar que la temperatura de la zona a enfriar se encuentra en el rango de confort. En aquellas áreas que cuenten con termostato, es posible incrementar la temperatura de control (set point) entre 1 y 5 grados centígrados (dependiendo de la región), lo que permite reducir el consumo energía por aire acondicionado en similares proporciones sin afectar considerablemente el confort, por lo que se recomienda consultar con los encargados, el nivel máximo de ajuste.

- Ubicar bien los termostatos
Ubicar el termostato en zonas lejanas a fuentes de calor, ya que puede mandar señales de falta de enfriamiento, haciendo que trabajen más los equipos.
- No bloquear la toma de aire
No debe estar bloqueada la succión de aire, de los ventiladores, procurando tener el espacio suficiente alrededor de los intercambiadores de calor, tanto en el interior como el exterior.
- Limpiar los filtros
Asegurarse de limpiar o reemplazar con regularidad los filtros del equipo de aire acondicionado. Los filtros tapados hacen que los aparatos trabajen de más, utilizando más energía para desempeñar el mismo trabajo.

Sistemas de iluminación

También existen muchas medidas operativas de costo nulo para reducir el consumo energético en la iluminación. Estas incluyen:

- Apagar la iluminación no necesaria
En las áreas donde existan interruptores y se tenga suficiente aporte de luz natural. Apagar las luces en las áreas que se encuentran sin uso, por ej. salas de reunión, baños, espacios desocupados durante la hora de almuerzo, etc.
- Privilegiar la iluminación natural cuando es posible
- Reducir niveles de luz donde es conveniente
Frecuentemente las áreas comunes (pasillos, salas de espera, estacionamientos, etc.) son diseñadas con niveles de iluminación similares a las áreas de tarea específica (oficinas, centro de cómputo, etc.), presentándose un exceso de iluminación; por lo que en caso de que las áreas comunes tengan luminarias con 3 ó 4 lámparas, se recomienda desconectar 1 ó 2 lámparas con su respectivo balasto.
- Desconectar los balastos ociosos
- Limpiar las luminarias

Equipos de oficina

- Desconectar equipos ociosos y fuera de los horarios de uso
- Activar el administrador de energía en computadoras y otros equipos de uso intermitente

Otras medidas

- Programar horario de trabajo, incluyendo personal de limpieza, para minimizar las horas de actividad del edificio
- Controlar el estado de las instalaciones
- Controlar el sistema de aguas
- Instalar un programa sistemático de administración de la energía en el edificio

Acciones de Baja Inversión

Además de las medidas de costo nulo, existen posibilidades de ahorro que requieren de bajas inversiones. Ejemplos se presentan a continuación.

Acondicionamiento del aire

- Colocar interruptores cerca de los equipos de aire acondicionado de ventana, para permitir el encendido y apagado fácil de estos equipos.
- Los equipos de aire acondicionado de ventana deben colocarse a una altura mínima de 1,80 m del piso.
- Los espacios alrededor de los equipos de aire acondicionado de ventana o de pared deben estar sellados, con burletes u otros medios.
- Aislar las cañerías y conductos de aire acondicionado
- Gestionar programas de mantenimiento.
- Sembrar y cuidar los árboles alrededor de los edificios

Sistemas de iluminación

- Separar circuitos e instalar interruptores
- Redistribuir luminarias

En caso de que las luminarias se encuentren en las áreas donde no se requiera iluminación directa, se recomienda reubicarlas y, en ese caso, reducir el menor número de lámparas por luminaria. Adecuar los niveles de luz a las necesidades de cada sector. Dando la posibilidad de controlar los niveles de luz a los usuarios puede resultar en ahorros en cuando ellos prefieren niveles menores al máximo del diseño.
- Reducir la altura de montaje excesiva de luminarias
- Instalar sensores de presencia
- Usar colores claros en los espacios interiores, para mejorar el rendimiento de los sistemas de iluminación.

Otras medidas

- Capacitar personal de mantenimiento en la operación de los sistemas y equipos
- Incluir las medidas operativas de ahorro de energía dentro de los planes de capacitación de *calidad y gestión ambiental*, por ej. ISO 9000 y ISO 14.000, respectivamente
- Promover el ahorro de energía con carteles alusivos

10.3.2 Acciones de Inversión Programada

Con medidas operativas como aquellas señaladas, sólo se puede lograr una parte del potencial de ahorro energético. Estas medidas deben ser complementadas por proyectos de inversión donde sí se requiere de una inversión adicional substancial para captar los beneficios del ahorro de energía. Para identificar las oportunidades de ahorro, se debe realizar una auditoria energética de las instalaciones, identificar las medidas de ahorro específico, estimar las inversiones necesarias y los ahorros a lograrse y determinar cuáles medidas son rentables a implantar. Aunque la electricidad se consume mediante artefactos eléctricos, el consumo depende de otros factores, por lo cual, las medidas son más amplias que mejoras en el rendimiento de los equipos eléctricos. Por ejemplo, el consumo de energía en la iluminación depende no sólo del rendimiento de las lámparas, balastos y luminarias, sino también de la pintura de las superficies, la disponibilidad y aprovechamiento de la luz natural, etc. Aún más importante es el caso del aire acondicionado, donde el consumo eléctrico depende no sólo en el rendimiento del equipo de aire acondicionado sino también de las características térmicas de la envolvente del edificio (resistencia térmica de las paredes, techos, ventana, infiltración de aire, etc.), las ganancias térmicas por insolación y el calor agregado por otros equipos y personas dentro del espacio a climatizar. Bajo estas condiciones, se puede dividir las oportunidades de inversiones para el ahorro de energía en edificios comerciales y públicos entre las siguientes categorías:

- Inversiones en edificios existentes
- Compra económica de equipos nuevos y de reposición

a) Inversiones en edificios existentes

Mejorar la instalación de iluminación

Los sistemas de iluminación más adecuados para el uso en oficinas y muchos otros espacios comerciales comprenden lámparas fluorescentes, sus equipos auxiliares (balastos, arrancadores, capacitores), luminarias y sistemas de control.

Los sistemas con lámparas fluorescentes se encuentran entre los de mayor rendimiento energético de todos los tipos de iluminación, y sobre todo para la producción de luz blanca.

Hoy día la tecnología de los sistemas fluorescentes ha mejorado notablemente, ofreciendo además de excelente rendimiento energético, elección en el color de la luz que emite la lámpara, excelente reproducción de colores, operación sin zumbido ni efecto estroboscópico.

Las mejoras en el rendimiento energético y la mejor reproducción de los colores fueron consecuencia del uso de nuevos materiales fluorescentes (denominado “fósforos”): pinturas que se colocan al interior de los tubos que convierte la radiación ultravioleta emitida en la descarga gaseosa a la luz visible. Los nuevos fósforos también permitían que cada cm² de superficie fluorescente (el interior de las lámparas) emitiría mayor luz, con lo cual fue posible fabricar lámparas de menor tamaño para una determinada emisión de luz. Los tubos fluorescentes tradicionales tienen diámetro 38 mm (1,5 pulgadas) y se denominan T-12 (el número 12 se refiere a octavos de pulgada). La primera generación de los nuevos fósforos permitió la introducción de tubos con un diámetro 25 mm (1 pulg.) denominados T-8, los cuales tienen un rendimiento unos 10% superior. Los fabricantes presentan modelos T-8 de menor potencia para equiparar el flujo luminoso de los modelos T-12 que reemplazarían.

Los precios de los tubos T-12 y T-8 *comunes* suelen ser muy similares, por lo cual el ahorro esencialmente requiere cero inversiones.

Las nuevas mejoras en los fósforos permitieron lograr varios objetivos:

- Mejorar el índice de rendimiento de color respecto a los tubos tradicionales (tanto T-12 como T-8)
- Mejorar la eficacia de las lámparas: más luz por la misma potencia
- Disminuir el diámetro del tubo.

Las lámparas T-8 de alto rendimiento son mucho más rentables que las T-12 tradicionales.

Esto, sin considerar la muy superior calidad de la luz de las T-8 TF en cuanto a la reproducción de los colores.

Entonces, una oportunidad de mejorar la eficiencia comprende el reemplazo de tubos T-12 por T-8 trifósforo. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que, si bien la substitución mejora la eficiencia notablemente, el ahorro energético está limitado a la diferencia en potencia, de 40 W a 36 W, es decir el 10% (de la potencia de la lámpara, o 13% considerando el balasto). El resto de la mejora de eficiencia aparece como mayor flujo luminoso: la nueva lámpara emite el 31% más luz.

Para aprovechar este ahorro adicional, se puede reemplazar todo el sistema actual de iluminación por uno de mayor rendimiento. De esta manera, una menor cantidad de lámparas eficientes proveería la misma cantidad de luz actualmente provista por los tubos T-12. El reemplazo del sistema actual por uno nuevo permite, además del uso de lámparas más eficientes, la selección de lámparas, balastos y luminarias de mayor rendimiento. Para asegurar los deseados niveles y otras cualidades del nuevo sistema, este proceso involucra también un rediseño de la instalación.

En este proceso de rediseño, el análisis económico se basa en minimizar el costo total de compra y operación del nuevo sistema, considerando varias alternativas de diseño que cumplirían con los requisitos técnicos de la iluminación. El procedimiento de análisis económico más adecuado para este tipo de comparación es el del Costo Anualizado Total que permite optimizar económicamente el sistema de iluminación.

La opción más simple ya fue considerada: el reemplazo solamente de los tubos T-12 por T-8 trifósforo. El próximo paso sería, además de la substitución de las lámparas, también la de los balastos: por ejemplo, reemplazar el balasto convencional electromagnético por uno electrónico.

Cada lámpara de descarga (sean éstas fluorescentes o de descarga a alta intensidad) requiere de un balasto para regular la corriente y asegurar un buen funcionamiento. Para los tubos fluorescentes, existen los balastos electromagnéticos tradicionales y aparecieron hace aproximadamente 20 años, los denominados balastos electrónicos. Los balastos electromagnéticos tradicionales agregan una potencia substancial a la de la lámpara, por lo cual es una alternativa de limitada eficiencia energética. Existen balastos electromagnéticos de bajas pérdidas más eficientes que los balastos tradicionales, y representa el primer paso hacia la eficiencia.

Los balastos electrónicos agregan poca potencia a la de la lámpara. Además, permiten operar la descarga a altas frecuencias, por ejemplo a 20 kHz a 60 kHz, lo cual tiene dos importantes ventajas: operación en alta frecuencia aumenta el rendimiento lumínico de la lámpara en un 10 – 12%. Por otro lado, desaparece el efecto estroboscópico, por la falta de fluctuación del flujo luminoso a una frecuencia de 100 Hz (en Argentina y otros países con el suministro eléctrico a 50 Hz). Es nuestra opinión que los balastos electrónicos dominarán el mercado en algunos años, como ya han empezado en los EEUU y algunos países de Europa. Aún sin considerar el ahorro energético, se puede justificar el uso de balastos electrónicos en términos de la reducción en cansancio visual y mejoras en la productividad, consecuencia de la eliminación del efecto estroboscópico.

Entre los principales inconvenientes de los balastos electrónicos, se puede mencionar el costo substancialmente mayor que los balastos electromagnéticos tradicionales. También ha habido problemas técnicos por ejemplo la producción de armónicos en la corriente, interferencia electromagnética y vida útil. Hoy en día, existen normas que limitan el contenido de armónicos, la interferencia electromagnética y otros parámetros de funcionamiento de los balastos electrónicos y una gran cantidad de marcas y modelos ofrecen productos que cumplen con dichas normas.

La combinación de lámpara eficiente y balasto electrónico ofrece importante ahorro energético, pero el sistema lámpara – balasto sigue produciendo más luz que la configuración actual. Recordar que la lámpara fluorescente T-8 trifosforo genera 31% más luz que una tradicional T-12 o T-8.

Aislar la superficie exterior de techos

Una superficie horizontal como el techo recibe amplia radiación solar la cual calienta su superficie. Este calor es transmitido al interior en la medida en que el techo no tenga aislamiento térmico adecuado. Una capa de 25 mm de poliuretano aplicada en el techo reduce el consumo de energía eléctrica en aire acondicionado hasta en 29%, aunque es posible obtener resultados similares cubriendo el techo con pinturas especiales que reflejan el sol, reduciendo la temperatura superficial del techo y la carga térmica para el aire acondicionado.

Aislar tuberías y conductos de aire acondicionado

Cuando el aire acondicionado es del tipo central, el aire enfriado se distribuye por conductos. Es muy importante que dichos conductos minimicen las pérdidas de frío del aire. Asegúrese que los aislamientos en tuberías y conductos para aire acondicionado estén en buen estado, eliminando fugas de aire o pérdidas de calor.

Cubrir las ventanas con películas reflejantes

Una de las principales formas de ganancia de calor hacia el interior de un inmueble ocurre con la entrada de radiación solar a través de las ventanas; por ejemplo, un vidrio sencillo común transmite el 95% del total de energía solar que sobre él incide; es recomendable, por lo tanto, cubrir los cristales con películas de materiales reflejantes que limiten tal fenómeno, obteniendo reducciones que en el mejor de los casos la transmisión llega a ser de sólo 30%.

b) Compra Económica de Equipos Nuevos y de Reposición

En el momento de la compra, sea para la reposición de equipos existentes al final de la vida útil, o para remodelaciones de espacios y para nuevas instalaciones, se debe considerar la adquisición de equipos eficientes. En cada uno de estos tres usos finales considerados: iluminación, aire acondicionado y equipos de oficina, el costo adicional de la alternativa eficiente es sólo la diferencia en costo entre la alternativa convencional y la eficiente, y no el costo total. Además, los costos de instalación son los mismos para los equipos eficientes que para los convencionales. Por otro lado, si la alternativa eficiente es también de mayor vida útil, eso significa que además de los ahorros energéticos se perciben ahorros por reducción en los costos de reposición y mantenimiento de las instalaciones.

Para los edificios públicos y edificios comerciales de grandes empresas (por ej. supermercados, oficinas de correo, etc.), existe la opción de la **compra centralizada** a partir de la utilización de procedimientos para la adquisición de tecnologías eficientes que contemplen tanto los costos iniciales como los de operación y mantenimiento. Este tipo de compra es una importante señal para los fabricantes indicando que el comprador valoriza tanto los costos operativos como el costo inicial. Ya que los edificios públicos en

sus distintos ámbitos (nacional, provincial, municipal) suman un gran cantidad de equipamiento, es un paso importante para que los compradores privados también tengan acceso a modelos eficientes, ayudando, de esta manera a una denominada “transformación del mercado” hacia productos eficientes. La compra de equipamiento eficiente bajo estándares determinados por estas instituciones ha demostrado en varias partes del mundo ser una medida no sólo ejemplar sino de alcances muy importantes.

10.3.3 Eficiencia en las construcciones de nuevos edificios

Hasta ahora sólo se han considerado las oportunidades de ahorro en los edificios existentes. El consumo de energía para la climatización depende no sólo del rendimiento de los equipos de climatización sino también del diseño arquitectónico. También existen oportunidades para el aprovechamiento de la iluminación natural a partir de diseños arquitectónicos adecuados. Las características constructivas, orientaciones, morfología edilicia, características de la envolvente, ganancias internas, organización espacial interior de las áreas de trabajo entre otros factores, tienen una influencia básica en el comportamiento de los edificios. La modificación o adecuación de algunos de estos rasgos y, fundamentalmente, su inclusión desde el momento mismo del diseño constituye una importante fuente de reducciones de consumo en el mediano y largo plazo.

Destacar la implantación de un sistema de Gestión Energética a través de Administradores Energéticos o de ESCOs.

10.3.4 Empresas de Servicio Energético

Edificios institucionales (hospitales, colegios, etc.) pueden tener importante consumo energético, pero sin demasiados recursos a mano para invertir en medidas de ahorro con períodos de retorno de varios años. Organismos públicos suelen operar con presupuestos anuales, por lo cual resulta difícil invertir en proyectos de eficiencia energética en los cuales se recuperan las inversiones por períodos que superan el año. Muchos operadores de edificios institucionales y públicos tampoco tienen certeza respecto a las mejoras opciones para invertir en sus instalaciones para ahorrar energía. Una manera de fomentar inversiones en la eficiencia y reducir el costo anual de energía es a través de la intermediación de las Empresas de Servicio Energético (conocidas como ESCOs, por Energy Service Companies).

Usuarios energéticos contratan a las ESCOs para que realicen obras para mejorar la eficiencia energética. Típicamente el contrato requiere que la ESCO realice las inversiones para mejorar la eficiencia energética mientras que el usuario reembolsa a la ESCO una parte de los ahorros actualmente logrados por un período especificado de tiempo. Este tipo de contrato se denomina “Performance contracting” ya que el ingreso de la ESCO y la recuperación de sus inversiones dependen de los resultados. Para el usuario no experto en materia de eficiencia energética, este procedimiento reduce el riesgo, ya que no necesita realizar inversiones sin saber realmente qué ahorros iba a lograr. La ESCO que sí es experto en el tema tampoco asume grandes riesgos, ya que puede predecir el ahorro a lograr con cierta precisión. En el caso de los edificios públicos, la otra ventaja de este procedimiento es que, tal como mencionamos, los usuarios suelen no tener capital para inversiones a largo plazo.

Existen pocas empresas que podrían denominarse ESCOs en Argentina. Existen algunas que sí ofrecen reducir la facturación de los usuarios, pero mediante modificaciones en las condiciones de contratación de los usuarios y no a través de reducciones genuinas en el consumo de energía o de potencia. El ahorro económico es el resultado de reducir los ingresos de los proveedores energéticos. Las pocas empresas que han intentado ofrecer servicios de ahorro de energía s han limitado su oferta en consejos respecto a las medidas de ahorro energético. Esto es por que las empresas con conocimiento respecto a las oportunidades de ahorro suelen ser pequeñas sin acceso a capital para invertir en las instalaciones. Las únicas

excepciones han sido empresas distribuidoras, tales como EDELAP y EDESUR, actuando como ESCOs para inversiones en la modernización del alumbrado público. También ha habido casos (por ejemplo la empresa Amercian Eco System, con tecnología para reducir el consumo energético en la iluminación en instalaciones con tubos fluorescentes) donde la ESCO cobra parte de las inversiones al cliente, suficiente para cubrir parte de los ingresos proyectos —por ejemplo, sus propios requerimientos de inversiones para los equipos a instalar—, dejando el cobro del balance en cuotas a través de los ahorros a lograrse.

Para que una ESCO pueda ofrecer claras ventajas respecto a los usuarios mismos tomando decisiones respecto a las inversiones, la ESCO necesita mejor conocimiento respecto a las alternativas de ahorro energético que los usuarios que pueden llegar a ser sus clientes. Por ello, las condiciones son más favorables para edificios institucionales y edificios públicos y comerciales en general, que para las grandes industrias.

Por otro lado, para cubrir los gastos fijos, las ESCO requieren que sus potenciales clientes sean medianos y grandes usuarios energéticos. Por ello, ESCOs no suelen ofrecer sus servicios al sector residencial.

El cobro de servicios que involucre mediciones de ahorro de energía a lo largo de varios años requiere de ciertas condiciones. En primer lugar, el consumo energético debe ser relativamente estable (sin las medidas de ahorro) a lo largo de los años. Por ello, es apto para el alumbrado público y para los edificios institucionales y de oficinas, pero no apto para la industria, donde la producción y el consumo energético puede tener grandes variaciones, según las condiciones económicas.

Las mediciones de ahorro requieren de protocolos rigurosos, ya que son la base de la facturación de los servicios de las ESCOs. Para formalizar la medición y verificación (M&V) de ahorros de energía y agua, se ha creado el International Performance Measurement & Verification Protocol (IPMVP)¹⁴. Por más información, ver <http://www.ipmvp.org/>.

Sin embargo, se debe comentar que la operación de ESCOs han resultado difícil en todo el mundo ya que las empresas pequeñas y medianas que suelen ofrecer los servicios generalmente no tienen acceso a capital en términos favorables para poder afrontar las inversiones y los riesgos. Esta situación es aún más crítica en la Argentina. Las únicas excepciones pueden ser las empresas distribuidoras siempre y cuando las reglas tarifarias y otras condiciones permiten que una mejora en la eficiencia energética entre sus usuarios no implica una reducción en sus propios beneficios. Se volverá a este tema más adelante en relación al alumbrado público. La operación de empresas de energía eléctrica (llamadas “utilities” en inglés) como ESCOs ha derivado en las denominadas USCOs (Utility Service Companies).

10.3.5 Estimación del Potencial de Ahorro para la Argentina

Se ha señalado antes que en edificios comerciales y públicos, la energía eléctrica es utilizada principalmente para la iluminación, el aire acondicionado, el funcionamiento del equipamiento de oficinas y, en menor medida, para los ascensores y el bombeo de agua.

En la Argentina, no se han realizado estudios detallados desglosando el consumo de energía en una muestra representativa de estos edificios. A partir de estudios realizados en otros países, se supone que el 50% del consumo de energía eléctrica es para la iluminación. Por otro lado, en la Argentina, existe amplia experiencia en el análisis de las opciones de eficiencia energética en la iluminación incluyendo la cuantificación del potencial de ahorro en este uso. Finalmente, estas opciones de mejoras en la eficiencia son más accesibles. Por ello, se ha realizado un estudio más detallado del potencial de ahorro en la iluminación de los edificios comerciales y públicos.

¹⁴ El consultor principal de esta parte del estudio (Gautam Dutt) formó parte del IPMVP en su creación.

Iluminación

El punto de partida es el año 2000, para el cual existe un análisis del consumo de energía para la iluminación (Dutt et al., 2002). Del consumo total de la electricidad en los edificios comerciales y públicos (13,88 TWh) se supone que 6,94 TWh fuera por la iluminación.

El mismo análisis desglosó el consumo energético en el 2000 (en todos los sectores) por tipo de lámpara, ver Tabla 62.

Tabla 62. Consumo anual de energía eléctrica en la iluminación por tipo de lámpara, 2000.

Tipo de lámpara	Consumo, TWh
Incandescente	9,45
Fluorescente compacta	0,15
Fluorescente T12	3,02
Fluorescente T8	0,78
Vapor de mercurio	1,33
Sodio de alta presión	1,35
Mezcladora	0,43
Otra	0,05
Total	16,90

Fuente: Dutt et al., 2002

Se observa en la Tabla 62 que el consumo en lámparas fluorescentes (en todos los sectores) suman 3,8 TWh, mucho menor que la estimación de consumo por iluminación en los edificios comerciales y públicos de 6,94 TWh. Esto implica que existe amplio uso de lámparas incandescentes en este sector.

Por ello es necesario reconciliar el consumo por iluminación en este sector con el consumo por tipo de lámpara. Un conjunto de suposiciones para dicha reconciliación se presenta en la Tabla 63.

El análisis anterior fue realizado con datos del año 2000. Luego continuó empeorando la situación económica argentina con crecimiento negativo y hasta reducción en el consumo energético en los años 2002 y 2003. Por ello, para nuestras proyecciones a partir del año 2000 como año base, se supone que no creció la superficie iluminada (millones de m²) ni la iluminancia (lux) entre el 2000 y el 2003. Luego se supone que la superficie iluminada crecerá a 4% anual y la iluminancia a 1,15% anual hasta el 2020. Para el escenario de referencia, se supone que la intensidad energética (W/m²/100 lux) y las horas de encendido se mantienen sin cambios hasta el 2020.

Tabla 63. Suposiciones básicas para la estimación de la potencia conectada y el consumo energético anual por iluminación en los edificios comerciales y públicos, datos para el año 2000.

Ítem	Valor	Fuente:
Superficie de espacios iluminados en el sector, millones de m ²	111	Estimación propia
Días de encendido anual	330	Estimación propia
Sistemas fluorescentes (y otras lámparas de descarga)		
Fracción de la superficie iluminada por sistemas fluorescentes	0,59	Estimación propia
Intensidad energética, W/m ² /100 lux	6,7	Nota 1
Iluminancia típica, lux	250	Estimación propia
Intensidad energética, W/m ²	16,75	Calculado
Potencia subtotal, fluorescentes, MW	1091	Calculado
Horas de encendido diario, horas por día	10	Estimación propia
Consumo energético anual, fluorescentes, TWh	3,60	Calculado, Nota 2
Sistemas incandescentes		
Intensidad energética, W/m ² /100 lux	11	Nota 1
Iluminancia típica, lux	200,5	Estimación propia
Intensidad energética, W/m ²	22,1	Calculado
Potencia subtotal incandescentes, MW	1011	Calculado
Horas de encendido diario, horas por día	10	Estimación propia
Consumo energético anual, incandescentes, TWh	3,34	Calculado, Nota 2
Consumo energético anual, total, TWh	6,94	Calculado, Nota 2

Notas:

1. ELI, 2002, Cap. 16, Tabla 1.
2. Varias de las estimaciones propias han sido elegidas de tal manera que estos valores calculados sean compatibles con el consumo total de energía por sistemas fluorescentes y consumo total de energía en la iluminación de los edificios comerciales y públicos.

10.3.6 Estimación de los Escenarios para la Argentina

Las medidas de eficiencia incluyen mejoras en el sistema de iluminación que reducen la intensidad energética o medidas de control automático y de mejor aprovechamiento de la iluminación natural que reducen las horas de encendido. Estas últimas no dependen del sistema de iluminación, sean estos fluorescentes o incandescentes. En el *Escenario FVSA 1*, se supone que las horas de encendido se reducen paulatinamente hasta alcanzar 9 horas a partir del 2011. En el *Escenario FVSA 2*, se supone una reducción a 7 horas alcanzada a partir del 2016.

En cuanto a los sistemas fluorescentes, la intensidad energética de los sistemas más eficientes disponibles en la Argentina en el 2000 fueron de 3,5 W/m²/100 lux (ELI, 2002, Cap. 16, Tabla 1), se supone alcanzar un nivel promedio de 3,9 W/m²/100 lux en el *Escenario FVSA 1* en el 2020. A nivel internacional, existen sistemas más eficientes con valores de 1 W/m²/100 lux (ELI, 2002, Cap. 16, Tabla 1), el *Escenario FVSA 2* propone alcanzar un nivel de 2 W/m²/100 lux en el 2020.

Los actuales niveles de iluminancia son menores a los valores indicados en las normas de luminotecnia se estima un promedio de 255 lux. Se supone que la iluminancia media alcanza los 400 lux en el 2020 en ambos escenarios eficientes.

En cuanto a las instalaciones de lámparas incandescentes, se supone que la intensidad energética baje a 5 W/m²/100 lux a partir del 2011 en el *Escenario FVSA 1* y a 2,5 W/m²/100 lux en el *Escenario FVSA 2*.

Estas mejoras se lograrían tanto por sustitución a fluorescentes compactas como para incandescentes más eficientes (halógenas). Considerando el bajo nivel actual de la iluminancia media, se supone un aumento a 300 lux en el año 2020.

Finalmente, considerando que los sistemas fluorescentes tienen mayor eficiencia energética, se supone que la fracción de superficie iluminada por sistemas fluorescentes aumente desde 0,587 en el 2005 a 0,75 en el año 2020 en ambos escenarios eficientes.

Los tres escenarios para el consumo energético para la iluminación de los edificios comerciales y públicos se muestran en la Tabla 64 y la Figura 24. (PdA) indicado en la Tabla 64 corresponde a un escenario de intensidad de 1 W/m²/100 lux.

Tabla 64. Consumo de energía eléctrica (GWh) para la iluminación en edificios comerciales y públicos correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Consumo total de iluminación en edificios comerciales y públicos, escenario de Referencia	7.678	9.891	12.742	16.414	-
Ahorro en Escenario FVSA 1	0	1.719	3.552	6.493	13.980
Ahorro en Escenario FVSA 2	0	2.312	6.424	12.481	13.980

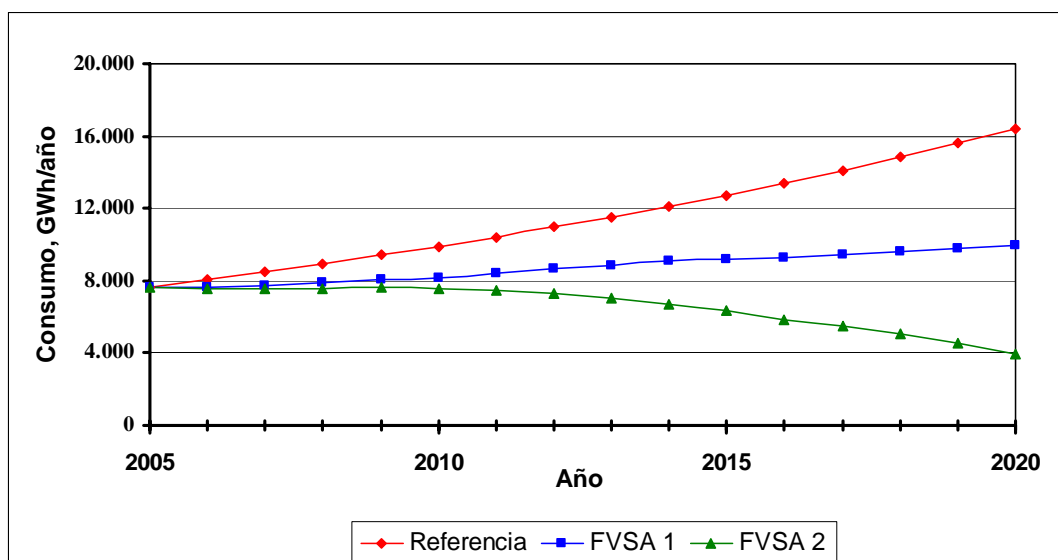


Figura 24. Evolución del consumo energético en la iluminación de los edificios comerciales y públicos en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) Referencia; (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.

Además del ahorro de energía, la iluminación eficiente también reduce la potencia de la demanda máxima. Debido a que el consumo energético fue determinado multiplicando una potencia instalada por horas de encendido anual, ya se conoce la potencia instalada en la iluminación. Para determinar la potencia máxima, sólo hace falta una estimación del factor de coincidencia en la potencia instalada, que debe ser muy alto para este sector. Se supone un valor de 0,9 inicial que luego por gestión de horarios se reduce a 0,5 en 2020. La potencia máxima en el escenario de referencia y las reducciones posibles en los dos escenarios de eficiencia se presentan en la Tabla 64.

Tabla 65. Evolución del potencial de reducción en *potencia en punta* (MW) por la demanda de iluminación correspondientes a los distintos escenarios: (a) Referencia, (b) FVSA 1, (c) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Potencia total de iluminación en edificios comerciales y públicos, escenario de eficiencia congelada	2.094	2.698	3.475	4.477	-
Ahorro en escenario FVSA 1	0	221	499	817	1.960
Ahorro en escenario FVSA 2	0	236	793	1.636	1.960

10.3.7 El resto del consumo (“no iluminación”)

Existen pocos estudios y poca información respecto al patrón del consumo de la parte que no corresponde a la iluminación. Ya se ha presentado una lista de las medidas de ahorro, que pueden agrupar entre equipos de aire acondicionado más eficiente, medidas arquitectónicas para reducir la demanda de aire acondicionado, equipos de oficina más eficientes y medidas para reducir el consumo de estos aparatos fuera de las horas de uso y medidas de eficiencia energética en el bombeo de agua y en los ascensores.

Considerando el ritmo de construcción, se supone en este estudio que las medidas arquitectónicas no jugarán ningún papel importante hasta el horizonte del 2020. En el mercado existe una dispersión de equipos de aire acondicionado que difieren en el 30% en su rendimiento. Se supone que el potencial de ahorro sería del 30%, considerando que modelos aún más eficientes no estén disponibles actualmente en el mercado nacional.

Se supone similar potencial de ahorro en equipos de oficina y en el resto de los usos finales. Algunas de estas medidas requieren cambios en el comportamiento de los usuarios, otros dependen de la disponibilidad de tecnología proveniente del exterior cuya oferta no está bajo el control nacional.

Bajo esta óptica, se supone un potencial de ahorro que llegaría al 15% para el 2020 en el Escenario FVSA 1, mientras que en el Escenario FVSA 2, dicho potencial alcanzaría el 25%, en ambos casos respecto al escenario de referencia. El Máximo potencial de ahorro (PdA) surge de lograr el 30% de ahorro. De hecho, en el largo plazo, medidas arquitectónicas jugarían un papel importante en reducir la demanda de aire acondicionado, con lo cual el verdadero potencial máximo es mucho mayor.

Los resultados se presentan en la Tabla 66 y en la Figura 25.

Tabla 66. Evolución del consumo de energía eléctrica (GWh) para usos que no fuera la iluminación en edificios comerciales y públicos correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Consumo total de otros usos en edificios comerciales y públicos, Escenario de Referencia	7.913	10.196	13.137	16.927	-
Ahorro en Escenario FVSA 1	0	204	1.314	2.539	5.247
Ahorro en Escenario FVSA 2	0	336	2.233	4.232	5.247

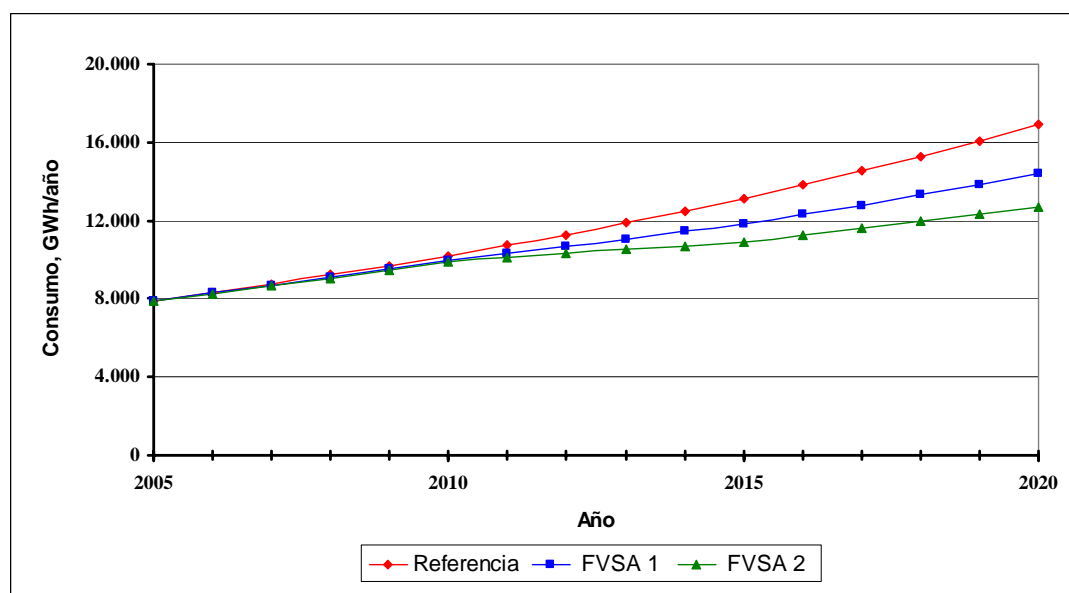


Figura 25. Consumo energético en usos distintos a la iluminación en los edificios comerciales y públicos en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) *Referencia*; (b) *FVSA 1*; y (c) *FVSA 2*.

El ahorro de energía también bajaría la demanda de potencia máxima para los usos distintos a la iluminación en los edificios comerciales y públicos. Considerando que el consumo está concentrada durante las horas de día, la potencia máxima es mucho mayor que la potencia media. Para la relación potencia máxima / potencia media, se supone un valor de 1,8. Los resultados se presentan en la Tabla 67.

Tabla 67. Evolución del potencial de reducción en *potencia en punta* (MW) por la demanda de no “iluminación” correspondientes a los distintos escenarios: (a) referencia, (b) *FVSA 1*, y (c) *FVSA 2*.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Potencia total de “no iluminación” en edificios comerciales y públicos, escenario de referencia	1.626	2.095	2.699	3.478	-
Ahorro en escenario FVSA 1	0	42	270	522	1.078
Ahorro en escenario FVSA 2	0	69	459	870	1.078

El Escenario de Referencia del consumo de energía eléctrica en el sector Comercial y Público es el que resultó del desarrollo del Capítulo 9.3.3. Cabe observar que en el análisis realizado en este Capítulo, se ha considerado un escenario de referencia en que aumentan los servicios energéticos sin que haya mejoras en la eficiencia energética. Este escenario, que se llama “eficiencia congelada” coincide con el de referencia, desarrollado de manera independiente en el Capítulo 9.

Los distintos escenarios para el total del consumo del sector comercial y público se presentan en la figura 26.

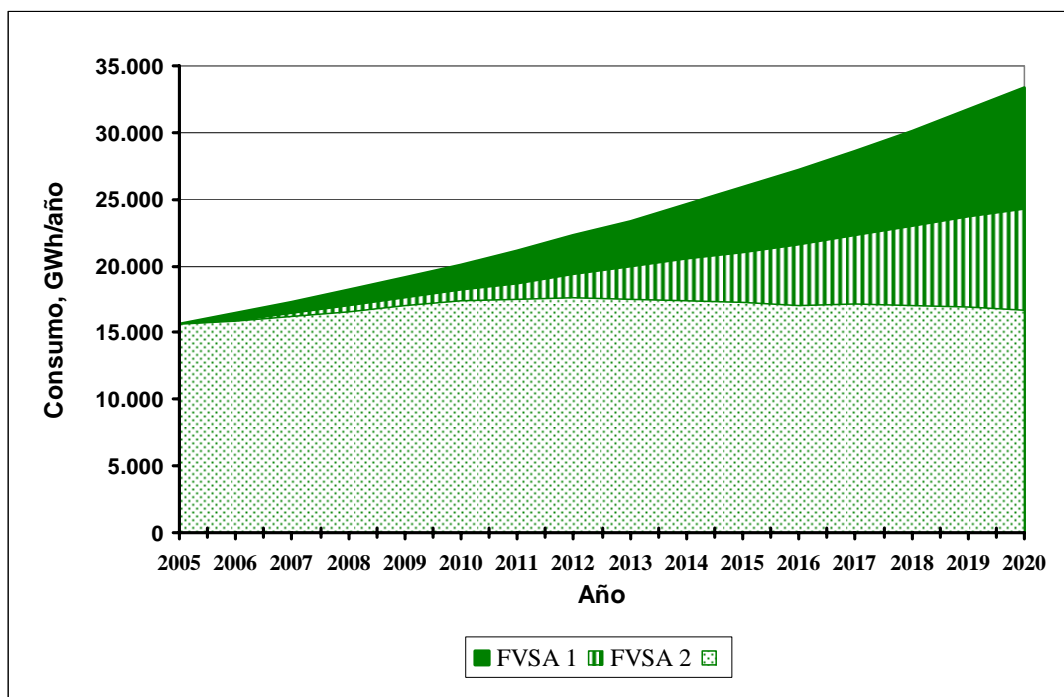


Figura 26. Consumo energético total en los edificios comerciales y públicos en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) Referencia; (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.

10.4 Otros Sectores

Todos los usos finales pueden tener variantes eficientes. Sin embargo, algunos concentran el mayor potencial de ahorro y por lo tanto han sido los más estudiados. A continuación se presentan un par de usos finales adicionales que son el Alumbrado Público y los Transformadores de Distribución que han captado en el primer caso desde hace ya varios años, y en el segundo más recientemente programas de trabajo específicos.

10.4.1 Alumbrado Público

En Argentina, el 3,9% del total de la energía eléctrica fue consumida por el Alumbrado Público en el año 2003. El consumo en el 2003 sumaba 2.810 GWh. Para el año 2020 el consumo del Alumbrado Público se elevará, según el escenario de referencia, a los 4.695 GWh.

La principal medida de ahorro es a través del uso de lámparas de mayor eficacia. Las lámparas de sodio de alta presión tienen eficacia típica de 90 lumen/watt, mientras que las de mercurio de alta presión tienen eficacia típica de sólo 50 lm/W. En algunos casos se utilizan lámparas mezcladoras, cuya eficacia es aún menor (20 lm/W) además de tener corta vida útil. La principal medida comprende en el uso generalizado de lámparas de sodio de alta presión.

Los niveles lumínicos en muchas instalaciones de alumbrado público son menores a los indicados en las normas, por lo cual se espera que aumentaría el consumo en la medida que mejoren dichos niveles. De hecho, los ahorros asociados a mejoras en la eficiencia permiten aumentar los niveles de alumbrado público. La cobertura del alumbrado público también aumentaría con el crecimiento de las zonas pobladas en nuevos asentamientos, con el consecuente aumento en la demanda de iluminación.

Una de las maneras de fomentar la eficiencia en el alumbrado público es a través de las empresas distribuidoras de energía eléctrica actuando como empresas de servicio energético (ESCOs) A continuación se sintetiza parte de la experiencia argentina en este sentido.

ESCOs para mejoras en la eficiencia en el alumbrado público.

Las municipalidades argentinas generalmente ofrecen el servicio del alumbrado público, cobrando por este servicio dentro de un impuesto denominado ABL (alumbrado, barrido y limpieza) que también incluye otros servicios. Muchas municipalidades tienen gran nivel de morosidad en el cobro de este impuesto. Por el mismo motivo, suelen no tener capital para la modernización del alumbrado público, incluyendo mejoras en la eficiencia energética. Entre las opciones propuestas para resolver esta situación, se contempló la participación de las empresas distribuidoras en el cobro de la tasa de alumbrado público a los usuarios, con lo cual se conseguía disminuir el índice de morosidad. Con este incremento en los ingresos, se podía financiar la modernización del sistema de alumbrado público y mejoramiento en el servicio. Una vez abierto dicho camino para la financiación de las obras, las empresas distribuidoras podrían actuar como empresas de servicio energético (o ESCO, Energy Service Company), realizando mejoras en el sistema de alumbrado público dentro de su área de concesión.

El gobierno de la Provincia de Buenos Aires reglamentó, mediante el decreto SAPE n°3570/00 (Sistema de Alumbrado Público Eficiente), los lineamientos generales para la adhesión de los Municipios al Sistema. Edesur acordó con la firma Lesko, la formación de una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a ofrecer el servicio de mantenimiento, ampliación y reconversión del alumbrado público, estableciendo así una ESCO en el país. Esta alternativa fue muy bien recibida en los municipios de Esteban Echeverría, Lomas de Zamora y Florencio Varela, entre otros. En el municipio de Berazategui, dicha ESCO encaró un proceso de modernización, el cual se detalla a continuación.

El plan fue iniciado en abril de 2001 y en los siguientes 8 meses, se repotenciaron 5.399 luminarias y se instalaron 624 luminarias nuevas, ampliando 208 cuadras sin servicio. El total del parque instalado actualmente es de 23.946 luminarias. El 65% de los clientes encuestados en el partido de Berazategui, observó las mejoras producidas en el alumbrado público.

Además de las reconversiones hacia la eficiencia, el parque de alumbrado fue incrementado, brindando más y mejor luz. Aún así, el ahorro de energía observado es notable:

Potencia inicial- Julio 2001	4582 kW
Potencia Feb. 2002	4040 kW
Reducción de potencia	542 kW
Ahorro anual de energía	2222 MWh

Nota: Se considera un encendido de 4.100 horas al año

Estimación del potencial de ahorro para la Argentina

A diferencia de otros sectores, Argentina ha avanzado mucho en mejorar la eficiencia energética en el alumbrado público. Aún así, queda un potencial de ahorro importante por aprovechar.

El punto de partida es el año 2000, para el cual existe un análisis del consumo de energía para la iluminación (Dutt et al., 2002). El consumo total de la electricidad para el alumbrado público fue de 2,76 TWh en el 2000.

El mismo análisis desglosó el consumo energético en el 2000 por tipo de lámpara, ver Tabla 68.

Tabla 68. Consumo anual de energía eléctrica en la iluminación por tipo de lámpara, 2000.

Tipo de lámpara	Consumo, TWh
Incandescente	9,45
Fluorescente compacta	0,15
Fluorescente T12	3,02
Fluorescente T8	0,78
Vapor de mercurio	1,33
Sodio de alta presión	1,35
Mezcladora	0,43
Otra	0,05
Total	16,90

Fuente: Dutt et al., 2002

Se puede reconciliar el consumo en el alumbrado público con los valores en la Tabla 66, si se supone que el 95% del consumo de las lámparas de mercurio y de sodio y el 50% del consumo de las mezcladoras fueron para el alumbrado público.

Considerando la eficacia de los distintos tipos de lámpara se puede inferir que en el año 2000, el 34,5% de la iluminación total (medido en tera lumen horas) fue provisto por lámparas de mercurio, el 63,1% por lámparas de sodio, y sólo el 2,4% por lámparas mezcladoras. (La alta proporción de lámparas de sodio indican la eficiencia ya existente.)

El consumo energético para el alumbrado público en el 2003 fue de 2,81 TWh. Se supone que este consumo aumenta a un ritmo de 3,066% anual hasta el 2020. (A este ritmo el consumo en el 2020 igualaría el valor según el escenario de referencia.)

En el escenario de eficiencia congelada, se supone que la participación de distintos tipos de lámpara se mantiene igual que en el 2000, por lo cual el nivel de iluminación crece al mismo ritmo que la del consumo energético, de 3,066% anual.

En los dos escenarios de eficiencia, se supone que el nivel de iluminación crece al mismo ritmo.

En el escenario FVSA 1, se supone una mejora paulatina en la eficiencia para que, en el año 2015, ya no se utilizarían lámparas mezcladoras, el aporte de las lámparas de mercurio a la iluminación total bajaría a 4,5%, con el balance provisto por lámparas de sodio (eficacia 90 lm/W). Se deja una proporción de lámparas de mercurio por fines estéticos, ya que el color azulado de estas lámparas resalta el verde de las plantas, con lo cual la calidad de luz es preferible para la iluminación de parques.

En el escenario FVSA 2, se logra el recambio mencionado más rápidamente, en el año 2011. Además, a partir del 2012, se supone que las lámparas de sodio son de mayor rendimiento (eficacia = 105 lm/W). Cabe observar que ya hace algunos años existen lámparas de sodio de mayor rendimiento.

Los tres escenarios para el consumo energético para la iluminación de los edificios comerciales y públicos se muestran en la Tabla 69 y la Figura 27.

Tabla 69. Consumo de energía eléctrica (GWh) para el alumbrado público correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Consumo en el alumbrado público, escenario de referencia	2.985	3.472	4.038	4.696	-
Ahorro en Escenario FVSA 1	0	408	953	1.108	1.581
Ahorro en Escenario FVSA 2	0	685	1.359	1.581	1.581

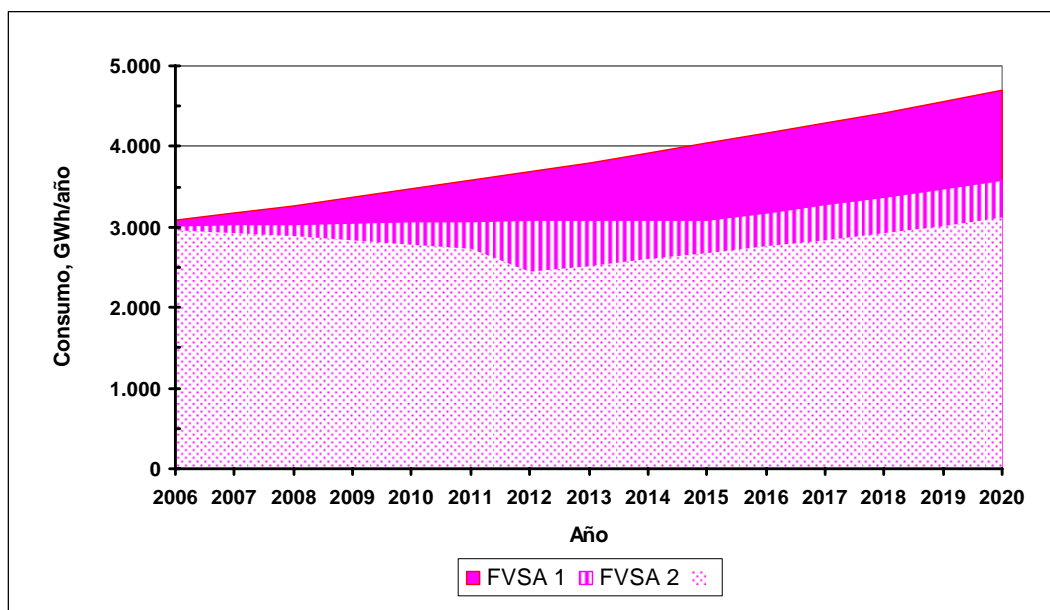


Figura 27. Evolución del consumo energético en alumbrado público en Argentina, 2005-2020, para tres escenarios: (a) Referencia; (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.

Además del ahorro de energía, la iluminación eficiente también reduce la potencia de la demanda máxima. El alumbrado público se enciende en promedio 4.000 horas al año. Por lo tanto la potencia máxima es $8.760/4.000 = 2,19$ veces la potencia media, la cual puede determinarse del consumo energético anual. La potencia máxima en el escenario de eficiencia congelada y las reducciones posibles en los dos escenarios de eficiencia se presentan en la Tabla 70.

Tabla 70. Evolución del potencial de reducción en potencia en punta (MW) por la demanda del alumbrado público en los distintos escenarios: (a) Referencia; (b) FVSA 1; y (c) FVSA 2.

	2005	2010	2015	2020	Máximo PdA
Potencia total de iluminación en el alumbrado público, escenario de referencia	746	868	1.009	1.174	-
Ahorro en Escenario FVSA 1	0	102	238	277	395
Ahorro en Escenario FVSA 2	0	171	340	395	395

El Escenario de Referencia del consumo de energía eléctrica en el sector Comercial y Público es el que resultó del desarrollo del Capítulo 9.3.3.

10.4.2 Transformadores de Distribución

Se estima que, a nivel mundial, cerca del 2% de la energía eléctrica total generada se pierde en los transformadores de distribución. En un trabajo realizado por el Instituto Europeo del Cobre [ECI, 2005] se indica que en estas máquinas las pérdidas alcanzan aproximadamente los 55 TWh en la UE, 141 TWh en los EE.UU., 6 TWh en Australia, 6 TWh en India, 55 TWh en China y 32 TWh en Japón. La Tabla 71 presenta un resumen de dichas estimaciones y los potenciales de ahorro asociados.

Tabla 71. Pérdidas y ahorros estimados en transformadores.

País	Pérdidas anuales en transformadores en TWh	Potencial de ahorro en TWh	Potencial de ahorro en %	Reducción anual de GEI en Millones de T de CO ₂ equiv.
UE	55	22	40	9
EEUU	141	84	60	60
Australia	6	3	50	3
India	6	3	50	3
China	55	25	45	25
Japón	32	13	40	6-8
TOTAL	285	161	52	106

Fuente:[ECI, 2005]

Si bien en Argentina no existe un relevamiento detallado para todo el territorio, algunos estudios realizados por empresas distribuidoras de energía eléctrica del Gran Buenos Aires, indican que las pérdidas asociadas al parque de transformadores de distribución en sectores residenciales, son próximas al 2%, valor que podría ser sensiblemente superior en áreas rurales.

A tenor de lo expuesto, puede concluirse, en que a pesar de la elevada eficiencia energética de los transformadores (típicamente entre el 95% y el 99%) en comparación con el resto de las máquinas eléctricas, el hecho de que toda la energía eléctrica pase al menos por un transformador de distribución permite que, actuando sobre este tipo de máquinas, se consiga en el largo plazo un beneficio interesante.

Corroborar este análisis los numerosos estándares de eficiencia que están implementándose en diversos países (poner ejemplos)

Potencial de ahorro

Las pérdidas en los transformadores pueden dividirse en dos: *las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga*.

Las *pérdidas en vacío* se generan en el núcleo del transformador durante su funcionamiento e independientemente de la carga a que está sometido (es decir 24h durante 365 días al año). Éstas pérdidas son constantes y ocurren aún cuando el secundario del transformador este a circuito abierto, es decir sin carga.

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes: a) pérdidas por histéresis, b) pérdidas por corrientes turbillonarias, c) pérdidas joule por corrientes de vacío, y d) pérdidas dieléctricas. De todas estas, las de mayor relevancia son: las *pérdidas por histéresis*, las cuales tienen una participación del 50 al 80% en el total de pérdidas de vacío. Las mismas son causadas por la resistencia de las moléculas que conforman el núcleo magnético a ser magnetizadas y desmagnetizadas por acción de un campo magnético variable. Esta resistencia genera fricción entre las moléculas, resultando en pérdidas por disipación de energía calórica. En segundo orden de importancia y con una participación del 20 al 50 % se ubican las *pérdidas por corrientes turbillonarias*. Las mismas son causadas por corrientes inducidas en el núcleo creadas por el campo magnetico variable, más precisamentes en las láminas de material magnético que lo conforman.

Las *pérdidas en carga* varían en función del cuadrado de la corriente (o sea que dependen del estado de carga y son variables). Pueden descomponerse en :

- Pérdidas en el cobre, también denominadas $I^2 R$
- Pérdidas por corrientes turbillonarias

Ambas se producen en los bobinados del transformador, siendo las pérdidas en el cobre las de mayor incidencia en las pérdidas de carga. Las mismas ocurren tanto en el bobinado primario como en el secundario y son causadas por la resistencia del conductor de cobre que conforma los bobinados al flujo de la corriente eléctrica.

El incremento de la eficiencia en los transformadores

El incremento de la eficiencia energética de un transformador, o dicho de otra forma su potencial de ahorro, está asociado comunmente a la reducción de pérdidas. Sin embargo, desde un punto de vista más amplio, no sólo deben reducirse las pérdidas, sino optimizarlas para las características de la demanda a abastecer, logrando así el diseño técnico y económicamente más conveniente, que permita mejorar tanto la eficiencia del transformador así como también, la de la red de distribución en su conjunto.

Por lo tanto las pérdidas pueden ser reducidas mediante la optimización del diseño, de las técnicas de fabricación, y buenas prácticas vinculadas a la operación y mantenimiento.

Las técnicas habituales utilizadas en la mejora del diseño son las que se detallan a continuación.

Para la reducción de pérdidas en vacío:

- a) *Aumentar la sección del núcleo* que conlleva una reducción del campo magnético en el núcleo del transformador, y por tanto en las pérdidas. Como contrapartida se produce un incremento relevante del precio y el tamaño del transformador.
- b) *Utilizar aceros especiales*, que reducen el espesor de las láminas de grano orientado utilizadas habitualmente, con el fin de reducir las corrientes turbillonarias (o de Foucault).

Los aceros refinados (tratados con láser) presentan pérdidas específicas en el margen de 0,85 – 1,75 W/kg con un campo magnético de 1,7 T a 50 Hz en transformadores de distribución.

- c) *Emplear transformadores de núcleo amorfo*, que proporcionan una reducción de pérdidas en vacío superiores al 70% respecto de los mejores transformadores convencionales.

Si bien su penetración en los mercados de EEUU, China, Japón e India es importante desde su entrada comercial a principios de los ochenta, en Europa su cuota es aún residual.

Las contrapartidas principales son el precio, entre un 35 y un 45% superior a los transformadores convencionales, y un mayor nivel de ruido.

Para la reducción de pérdidas en carga, puede optarse por:

- d) *Incrementar la sección de los devanados* del transformador, con el consiguiente aumento del costo y del volumen. El incremento de volumen puede mitigarse parcialmente al generarse menor calor y reducirse los requisitos de ventilación.
- e) *Utilizar materiales superconductores en los devanados*. Dicha tecnología es aún muy cara y no está madura, además de presentar problemas para soportar las corrientes de cortocircuito habituales en redes de media tensión. En cualquier caso, la tecnología más avanzada HTS (High Temperature Superconductor) está enfocada a aplicaciones específicas donde se requieren transformadores de elevada potencia.

Estándares de pérdidas aplicables a los Transformadores de Distribución

En la Unión Europea existen tres niveles de estandarización para especificar transformadores:

- Estándares nacionales (UNE, DIN, BSI, OTEL)
- Estándares y regulación europea (EN, HD)
- Estándares mundiales (ISO, IEC)

La especificación de los niveles de eficiencia energética de los transformadores de distribución se definen en dos documentos de armonización (HD) de CENELEC:

- HD 428: transformadores en aceite trifásico de distribución de 50 Hz, desde 50 hasta 2500 kVA, con la tensión máxima del equipo no superior a 36 kV.
- HD 538: transformadores secos trifásicos de distribución de 50 Hz desde 100 hasta 2500 kVA, con la tensión máxima del equipo no superior a 36 kV.

Para cada potencia nominal de transformación se definen los umbrales de pérdidas en carga y en vacío. En el caso de transformadores en aceite, la HD 428 define tres niveles de eficiencia para las pérdidas en carga (A, B, C) y otros tres para las pérdidas en vacío (A', B', C'), existiendo en principio un conjunto de nueve combinaciones posibles de transformadores. De éstas nueve combinaciones, la HD 428 define 5 combinaciones preferenciales de éstas pérdidas. Para una adecuada elección del transformador, el comprador debería complementar el uso de la norma CENELEC HD 428/538 con la fórmula de costos de capitalización de pérdidas (TOC, Total Owning Cost, IEEE(1997). Distribution transformer loss evaluation).

Estimación del potencial de ahorro para la Argentina

En la Argentina prácticamente no existen antecedentes respecto a estudios similares. Recientemente fue realizado un estudio [Iglesias Furfaro, 2006] basado en datos reales del parque de transformadores de un sector residencial típico de Argentina. En este trabajo se estudió la problemática de las pérdidas óptimas de los transformadores de distribución, enfocando la optimización técnico económica del diseño, y la red de baja tensión en su conjunto.

A nivel nacional la norma IRAM 2250 establece para transformadores inmersos en aceite los umbrales pérdidas. Si se hace una comparación de la aplicación de los umbrales de pérdidas propuestos por la norma IRAM 2250 y la combinación CENELEC C-C' para una curva carga típica del sector residencial y los módulos de transformadores más utilizados para abastecer dicha demanda (ver Tabla...), se puede concluir, en que con la aplicación de la normativa europea se alcanzan ahorros de pérdidas anuales, de entre el 30 y el 35% respecto de la normativa local. Sin embargo, es necesario señalar que la relación de pérdidas (Pfe/Pcu) que surge de adoptar dicha normativa, no es la que mejor se adapte a las características de la demanda del sector residencial argentino, con lo cual si bien se reducen las pérdidas, la máquina no opera a su máximo rendimiento energético. De esta manera el costo adicional de reducir las pérdidas (20% mas caro), sumado al depreciado costo de la energía eléctrica en Argentina, genera que no se reflejen de igual manera los ahorros por disminución de pérdidas, como los ahorros económicos.

De lo expuesto puede concluirse en que una normativa del tipo CENELEC viable para ser aplicable en Argentina debe contemplar cuestiones vinculadas tanto a la demanda como a la realidad del mercado local.

Tabla 72. Comparación de la aplicación de los umbrales de pérdidas propuestos por la norma IRAM 2250 y la combinación CENELEC C-C' para una curva carga típica del sector residencial argentino?

Sn	Costo inicial		Pérdidas nominales				Pérdidas anuales						TOC		
	IRAM 2250	CENELEC C-C'	IRAM 2250		CENELEC C-C'		IRAM 2250		CENELEC C-C'		Ahorro		IRAM 2250	CENELEC C-C'	Ahorro
			carga	vacío	carga	vacío	carga	vacío	carga	vacío					
kVA	\$	\$	W	W	W	W	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	\$	\$	%
200	13209	15851	3000	600	2330	350	4230	5256	3285	3066	3135	33%	24233	23328	4%
500	22243	26692	6000	1200	4550	720	8459	10512	6415	6307	6249	33%	44290	41635	6%
800	33000	39600	8750	1750	7000	930	12336	15330	9869	8147	9650	35%	65152	60929	6%
1000	39405	47286	10500	2100	9500	1100	14803	18396	13394	9636	10170	31%	77988	74717	4%

Fuente: [Iglesias Furfaro, 2006]

De dicho estudio surgen las medidas y potenciales de ahorro asociados que se muestran en la Tabla 73.

Tabla 73.. Medidas y potenciales de ahorro en transformadores de distribución.

Medida	Detalles	Ahorro	
		%	%
Optimización de la red de BT	Estudios de los perfiles de carga	10%	35%
	Planificación del crecimiento de la demanda		
	Determinación del módulo de transformador adecuado técnica y económicamente para esa demanda (incluye un estudio acerca del rango económico y carga admisible de operación de un transformador).		
Optimización del diseño del transformador	Estudio del diseño técnico y económicamente más conveniente para la demanda en estudio.	25%	

Fuente: [Iglesias Furfaro, 2006]

El periodo de repago asociado a las medidas mencionadas es menor a 5 años.

Es de destacar, que estos potenciales de ahorro pueden ser superados mediante la instrumentación de programas de respuesta de la demanda (Demand Response Program) que permitan reducir los picos de carga, potencializando el ahorro de pérdidas en carga del transformador.

A partir de este estudio se elaboró entonces, el *Escenario FVSA* en este uso final para el período 2006-2020, que capta este potencial utilizando las siguientes suposiciones:

- Se comienza el trabajo aplicando? un sistema de clasificación de transformadores de alta eficiencia en 2006 del tipo utilizado en la Norma CENELEC HD 428, con valores de umbrales de pérdidas adaptados a las distintas demandas características correspondientes al sistema de distribución argentino.
- En el 2008 se instrumentan programas de promoción y financiación a empresas distribuidoras, para promover el desarrollo del diseño óptimo de los sistemas de distribución en expansión y de la utilización de transformadores de alta eficiencia. Es decir se supone que el incremento de la demanda se abastece con un escenario de optimización de red de Baja Tensión y optimización del diseño de transformadores (transformadores de alta eficiencia), de manera tal que la penetración de los potenciales es para el caso de optimización de red de Baja Tensión de 2% en el 2012,

6% en el 2016 y 7% en el 2020 y para el caso de optimización del diseño de transformadores (transformadores de alta eficiencia): 5% en el 2012, 15% en el 2016 y 17,5% en el 2020.

- En el 2008 se instrumentan programas de promoción y financiación a empresas distribuidoras, que permitan el reemplazo de aquellos transformadores que han superado su vida útil, por transformadores de alta eficiencia. Debido a falta de información fehaciente acerca de la antigüedad del parque actual, se adoptó un escenario de recambio aplicado a aquellas máquinas del parque que transforma el 20% de la energía al año 2007.
- En el año 2012 se establece un estándar de eficiencia mínima.
- Se supone una vida útil media de los transformadores de distribución de 25 años.

Por supuesto que, además de los aspectos técnicos a evaluar, se incluyen en el análisis las variables económicas que discriminen sólo aquellas opciones que provean de un beneficio económico aceptable.

Debe advertirse, que a diferencia del análisis realizado en los otros usos finales, en este caso, los transformadores de distribución no son un uso final, sino una máquina de paso de la energía eléctrica hacia los usos finales. Por lo tanto los ahorros obtenidos con los supuestos desarrollados anteriormente al aplicarse a los escenarios de demanda FVSA 1 y FVSA 2 incluyen además del ahorro por la mejora en la operación y tecnologías de los transformadores de distribución, la disminución en el consumo correspondiente a los respectivos escenarios de eficiencia que incluyen los ahorros en todos los usos finales analizados oportunamente.

Los tres escenarios de pérdidas de energía en transformadores de distribución se muestran en la Tabla 74 y la Figura 28.

Tabla 74. Pérdidas de energía eléctrica (GWh/año) en transformadores de distribución correspondientes a los escenarios de (a) Referencia, (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2

	2006	2010	2015	2020
Pérdidas en el Escenario de Referencia	1.776	2.253	2.769	3.333
Pérdidas en el Escenario FVSA 1	1.776	2.133	2.373	2.578
Pérdidas en el Escenario FVSA 2	1.776	2.049	2.147	2.236

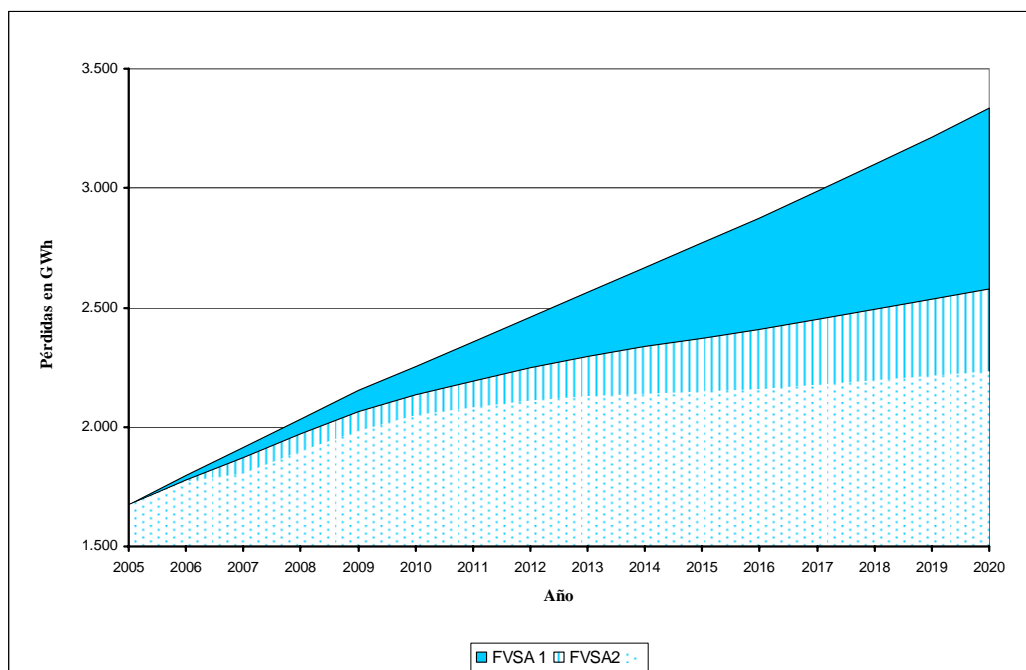


Figura 28. Evolución de las pérdidas de energía en transformadores de distribución en Argentina, 2006-2020, para 2 escenarios: (a) Referencia1; (b) FVSA 1 y (c) FVSA 2.

11. SECTOR DEL GAS NATURAL

Los únicos estudios desarrollados en la Argentina respecto al consumo del gas natural han sido realizados en el sector industrial. En este caso, es posible conseguir datos provenientes de auditorías realizadas en la industria. Por otro lado, prácticamente no existen estudios respecto a la eficiencia en los equipos que funcionan a gas natural en el sector residencial, y es de suponer que existe un potencial de ahorro importante por explorar.

Por este motivo, y ante la ausencia de buena información se ha realizado para este recurso energético una estimación muy somera que pretende comenzar a trazar el camino, de la misma forma que, en su momento, ocurrió con la energía eléctrica, con la intención de despertar el interés en la promoción de políticas para efficientizar su consumo.

11.1 Sector Industrial

Sobre la base de datos del Balance Energético Nacional (BEN), el 45% de la energía consumida por el sector Industrial es gas natural.

En la industria, el gas natural presenta diversos usos, siendo el más importante la utilización en calor de proceso, que incluye la generación de vapor, secado y calor directo. Adicionalmente, el gas se utiliza como combustible para la generación de energía eléctrica, bajo la modalidad de la autoproducción, en general con rendimientos muy bajos del orden del 30%. Finalmente, el gas natural es materia prima que sirve de insumo fundamental para la industria petroquímica.

Teniendo al BEN como referencia, el consumo final de gas natural registrado se corresponde con el uso térmico para calor de proceso. El BEN contabiliza, tanto la Autoproducción, como el uso No Energético, en forma separada.

Potencial de ahorro y estimación para la Argentina

El Escenario de Referencia y el Escenario Alternativo FVSA-WWF del consumo de gas natural en el sector Industrial se refieren al uso de mismo para calor de proceso.

La experiencia señala que el potencial de ahorro de gas natural en el sector industrial se encuentra principalmente en su uso para calor de proceso. En el caso de Argentina, estimaciones de la Secretaría de Energía indican que el potencial de ahorro de gas natural en la industria se encuentra entre el 10% al 15% del consumo actual.

Sin embargo, otras experiencias, por ejemplo las obtenidas por el Proyecto de Incremento de la Eficiencia Energética y Productiva en la PyME Argentina (Proyecto PIEEP), han identificado potenciales de ahorro de gas en PyME entre 20 y 30%.

En general, las medidas de eficiencia en la utilización del gas natural que recomienda implementar el Proyecto PIEEP se concentran en las siguientes acciones de muy bajo costo de inversión, que permiten recuperar, según los casos, al menos un 20% del consumo de gas natural en una PyME.

- Ajuste de la combustión de la caldera
- Mejoramiento aislación de calderas y hornos

- Recuperación de calor de condensados
- Mejoramiento de aislaciones de cañerías de vapor

Si a estas medidas, se incorpora un sistema de gestión energética adecuado, basado en la aplicación de buenas prácticas, el resultado puede ser muy satisfactorio.

Una conclusión interesante del Proyecto PIEEP es que por cada US\$ invertido en eficiencia en el uso del gas natural en una PyME se logra un ahorro de 16,7 m³ de gas natural, resultando en un rendimiento que permite recuperar la inversión en plazos menores a un año.

En este sentido, las últimas disposiciones de la Secretaría de Energía, referentes a la implementación del Mercado Electrónico de Gas (MEG), que obligan a los medianos y grandes usuarios a adquirir el suministro de gas a precios de mercado directamente con los productores, a través del MEG, sumado a la situación de escasez relativa de este energético, resultan en incentivos muy fuertes para mejorar la eficiencia de su uso en la industria, al menos en el corto y mediano plazo.

Quedan exceptuados de estas medidas los usuarios residenciales y las pequeñas demandas de Tarifa SGP que entre abril de 2003 y marzo de 2004 hubieran registrado un promedio de consumo mensual inferior a los 9.000 metros cúbicos.

Desarrollo del Escenario Alternativo FVSA

El Escenario de Referencia del consumo de gas natural en la Industria es el que resultó del desarrollo del capítulo 6.4.1. En cuanto al Escenario Eficiente, se supone que en los primeros cinco años, 2006-2010, se implementan un conjunto de medidas en las industrias que conducen a un ahorro promedio anual de 1,5% del consumo del Escenario de Referencia, y de 3,0 MM m³/día en el año 2010.

Se espera que, motivados por el sinceramiento de los precios del gas y otras medidas complementarias (difusión, capacitación y acceso a financiamiento) impulsadas por el Estado, los empresarios industriales decidan implementar acciones de eficiencia energética en general y en el uso del gas en particular.

Entre 2010 y 2020, se supone que el ritmo de eliminación de los desperdicios de gas caerá al 1,0% anual del consumo del Escenario de Referencia, acumulándose en todo el período 2005 – 2020, un ahorro total de 15,4%, alcanzando en el año 2020 un ahorro de casi 8,0 MM m³/día.

Tabla 75. Escenarios de Referencia y FVSA de consumo de gas natural en sector industrial en 10⁶ m³.

	2003	2005	2010	2015	2020
ESC. REFERENCIA	9.239	11.021	13.289	14.739	15.912
AHORRO	0	0	573	1.562	2.432
ESC. EFICIENTE	9.239	11.021	12.717	13.177	13.480

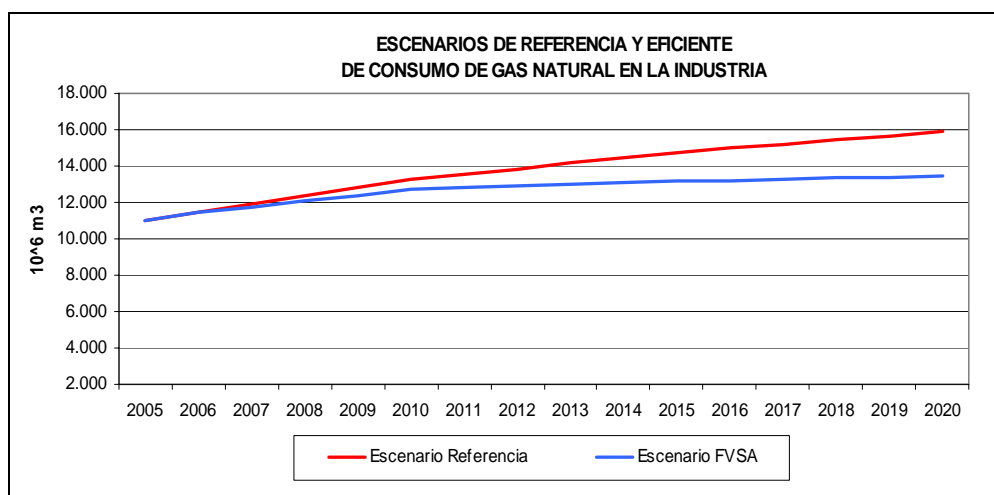


Figura 29. *Escenario de Referencia y Alternativo FVSA para la demanda de Gas Natural en el Sector Industrial en el período 2006-2020.*

11.2 Sector Residencial: normativas constructivas y eficiencia en artefactos de gas

11.2.1 Normas constructivas

El consumo de gas natural o de otro tipo de combustibles en el sector residencial, tiene fundamentalmente tres aplicaciones: calefacción, provisión de agua caliente y cocción de alimentos. El caso de la calefacción en particular, se encuentra directamente relacionada con las características de la envolvente constructiva, tanto de viviendas individuales como de edificios multifamiliares. En ello se incluyen los techos, paredes, pisos y aberturas. Con un buen aislamiento térmico en estos componentes se controla o disminuye la transmisión de calor desde el interior al aire exterior, minimizando de esta forma los requerimientos de combustibles para calefacción. El caso inverso es también válido, dado que un buen aislamiento térmico impide que en el verano, el calor del ambiente y la radiación solar incidente ingrese con facilidad a la vivienda, mejorando las condiciones de confort y minimizando la demanda de energía requerida para refrigeración. Este es un aspecto de creciente importancia que el presente estudio no intenta incluir. Sin embargo, algunos estudios de mitigación de GEI, gases efecto invernadero, no mencionan la posibilidad de reducir emisiones a través de mejor aislamiento térmico de edificios (MDSyMA, 1999).

A fin de controlar o limitar el consumo de combustibles y reducir sus impactos ambientales, la mayoría de los países desarrollados cuentan con normas obligatorias de aislamiento térmico de edificios. En Estados Unidos, cada Estado, con excepción de Texas, ha desarrollado reglamentos para este fin. Algunos Estados, como California, aplican normas sumamente estrictas de comportamiento energético de edificios.

En el caso de Europa, todos los países de la UE aplican reglamentos obligatorios, recientemente actualizados como resultado de las Directivas Europeas. Por ejemplo, los reglamentos de Inglaterra (Building Regulations, 2002) exigen una transmitancia térmica máxima de 0,25 W/m²K en techos y 0,35 W/m²K en muros. Comparativamente en Argentina, para zonas con condiciones climáticas similares, solo se plantea una recomendación meramente voluntaria y con muy baja exigencia: 1 W/m²K en techos y 1,4 W/m²K en muros, cuatro veces mayor. Nuevos reglamentos en Inglaterra, que entran en vigencia en el presente año, reducirán aun más las emisiones de GEI. Chile también tiene una ley nacional que exige aislamiento en techos, con niveles de exigencia *obligatoria* superior a los niveles *voluntarios* de Argentina, con condiciones climáticas y latitudes similares (MINVU, 1992), mientras México y Brasil están desarrollando normas de comportamiento térmico de edificios residenciales (ABNT, 2003, CONAE, 1999).

En esta sección se analiza la cantidad de gas natural utilizado en el sector residencial argentino y las emisiones de GEI que surgen de este uso de combustible en un panorama previsible para el periodo en estudio, 2005-2020. Se evalúa la distribución de gas en los distintos rubros de consumo: calefacción, calentamiento de agua y cocción de alimentos. Finalmente, se estudia la evolución del consumo según dos escenarios alternativos, estimando por un lado el consumo de gas requerido para calefacción de viviendas con la incorporación de nuevas medidas de mejoramiento de las características térmicas de edificios, y por otro, continuando con la situación actual o 'business as usual' sin incorporar dichas mejoras. Se considera la aplicación obligatoria de la Norma IRAM 11.605, Nivel B, de aislantes térmicos en muros y techos (IRAM 1998). En la implementación actual de dicha norma solo se aplica el Nivel C (regular) a viviendas de interés social con financiación oficial, cuya exigencia es insuficiente para controlar el riesgo de condensación sobre el interior de los muros en situaciones críticas.

Este escenario de mejoras en vivienda se basa no sólo en los niveles recomendados de Normas Argentinas sino también en la experiencia llevada a cabo en Chile, donde se exigen niveles obligatorios de aislantes térmicos en techos, previéndose ya la aplicación de nuevas normas de aislantes en muros en toda nueva construcción. Estas medidas responden a la necesidad de mejorar la habitabilidad del sector residencial, reducir el costo en uso, lograr una disminución del consumo de un recurso no renovable y controlar los impactos ambientales de emisiones de gases efecto invernadero.

Consumo de gas en el sector residencial argentino

Actualmente, la demanda anual de gas del sector residencial corresponde al 27 % de la demanda total anual de gas natural, con una importante variación estacional que oscila entre un mínimo de 10 % en verano y un máximo de 43 % en invierno (Enargas, 2006a). Aproximadamente, el 85 % de la energía utilizada en el sector residencial proviene directa o indirectamente de gas. La Figura 30 muestra la entrega de gas por sectores, indicando la fuerte variación estacional y la estrecha relación entre el pico de demanda del sector residencial sobre el total registrado en 2004, último año con disponibilidad de datos completos. Los datos de 2005, estimados hasta el mes de noviembre, muestran una variación similar del consumo, Figura 30.

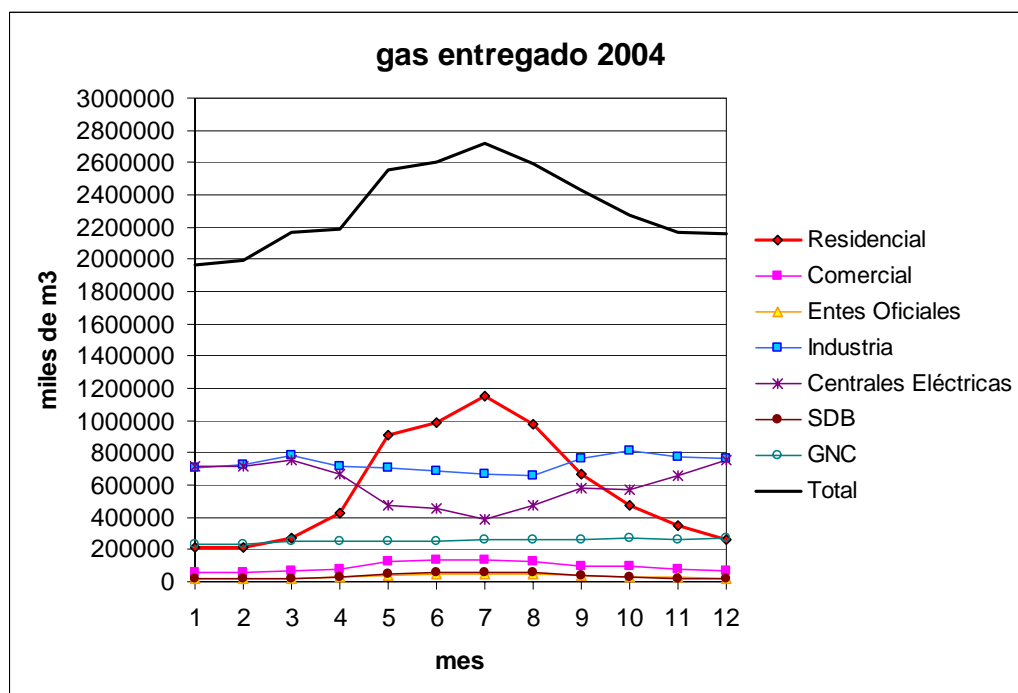


Figura 30. Gas entregado por sector, 2004. (Energas, 2006a). SBD = Sub-distribuidores

Dado que la prestación del servicio de gas al sector residencial es ‘firme’ o no ‘interrumpible’ (Enargas, 2006b), los fuertes aumentos estacionales en invierno se compensan con una reducción del suministro a los sectores industriales y centrales eléctricas con servicios interrumpibles. En muchos casos, y como resultado de la demanda del sector residencial, la reducción de la disponibilidad de gas en estos sectores de grandes consumidores se ve en la necesidad de usar combustibles alternativos, como el caso de reemplazo por gas-oil, más costoso, de mayor impacto ambiental y específicamente con mayores emisiones de GEI. Así, el consumo de gas en el sector residencial provoca importantes impactos, no sólo por sus propias emisiones sino también por su interrelación con otros sectores.

Adicionalmente se prevé un sostenido aumento de este impacto en el futuro debido a los siguientes factores:

- La recuperación del poder adquisitivo junto al crecimiento del número de hogares implica una mejora en la calidad de vida, reflejada en mayores niveles de calefacción.
- La posible limitación de disponibilidad de gas por reservas en disminución, falta de inversiones en exploración y ‘cuellos de botellas’ en la distribución implica mayor uso de combustibles más contaminantes.

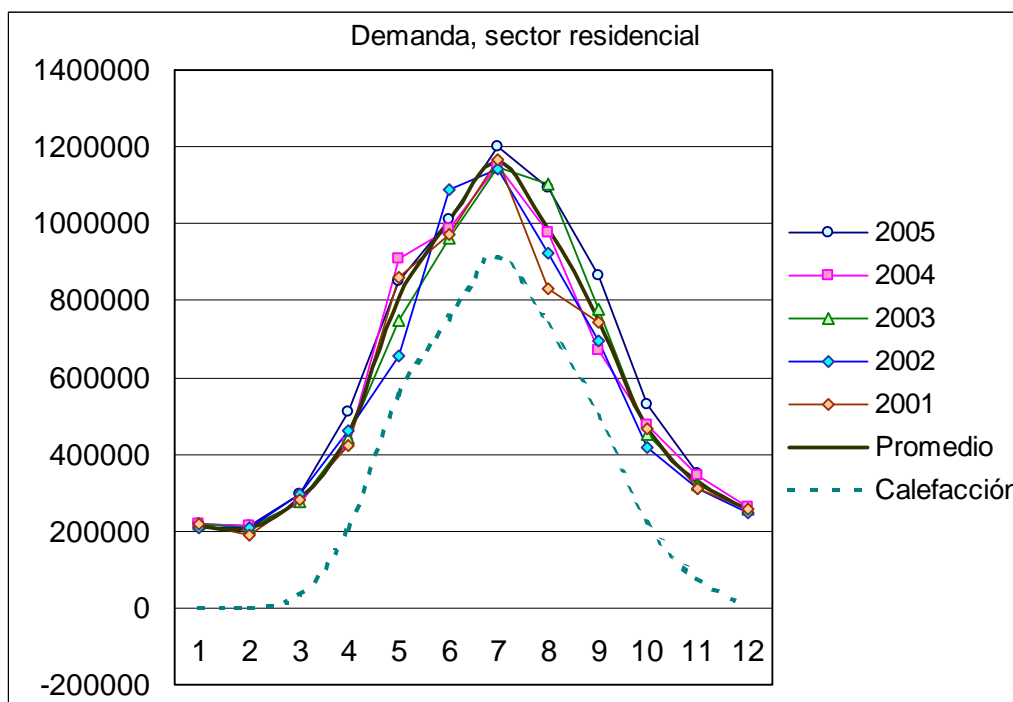


Figura 31. Variación estacional de la demanda de gas en el sector residencial, 2001-5.

La variación estacional se relaciona principalmente con la demanda de calefacción, acompañada de menor variación en los rubros de cocción y calentamiento de agua doméstica, demandas que también tienden a aumentar levemente en los meses más fríos, debido a:

- Mayor diferencia entre la temperatura del agua suministrada por la red o del tanque de reserva expuesto directamente al aire exterior en la mayoría de las regiones, y la mayor demanda de agua caliente en épocas frías.
- Mayor uso del horno y comidas calientes en invierno.

En la gran mayoría de las viviendas, el calor generado por la cocción y una parte del calor comprendido en el calentamiento de agua, contribuyen parcialmente a su calefacción. A fin de cuantificar este benefi-

cio, es necesario establecer una hipótesis sobre la distribución de distintos usos de gas en vivienda. Los meses de enero y febrero presentan menor consumo debido al periodo de vacaciones, mientras los meses de marzo y diciembre son más representativos del consumo en los meses sin calefacción. Con esta hipótesis, la calefacción alcanza el 46 % de la demanda total, considerando que el aumento del consumo entre abril y noviembre se relaciona con este rubro.

Sin embargo, las cifras corresponden al consumo residencial de gas natural en todo el país, incluyendo las ciudades del sur de la Patagonia, las que presentan una demanda de calefacción en todos los meses del año. Por lo tanto, se considera que el 50 % del gas suministrado al sector residencial está destinado a la calefacción.

El mejoramiento del comportamiento térmico de la vivienda no solo permite reducir parte de este consumo, sino que, adicionalmente, contribuye a elevar la calidad de vida de los ocupantes.

La Figura 32 indica el consumo de gas en los sectores residenciales (R) y servicios no domésticos de menor demanda (P) en relación a la temperatura media mensual, excluyendo la Región Patagónica, con gas altamente subsidiado. El consumo disminuye con el aumento de la temperatura a medida que disminuye la demanda de calefacción, llegando a valores casi independientes de la temperatura media mensual, ya que la demanda para calentar agua y para cocinar depende mucho menos de la temperatura.

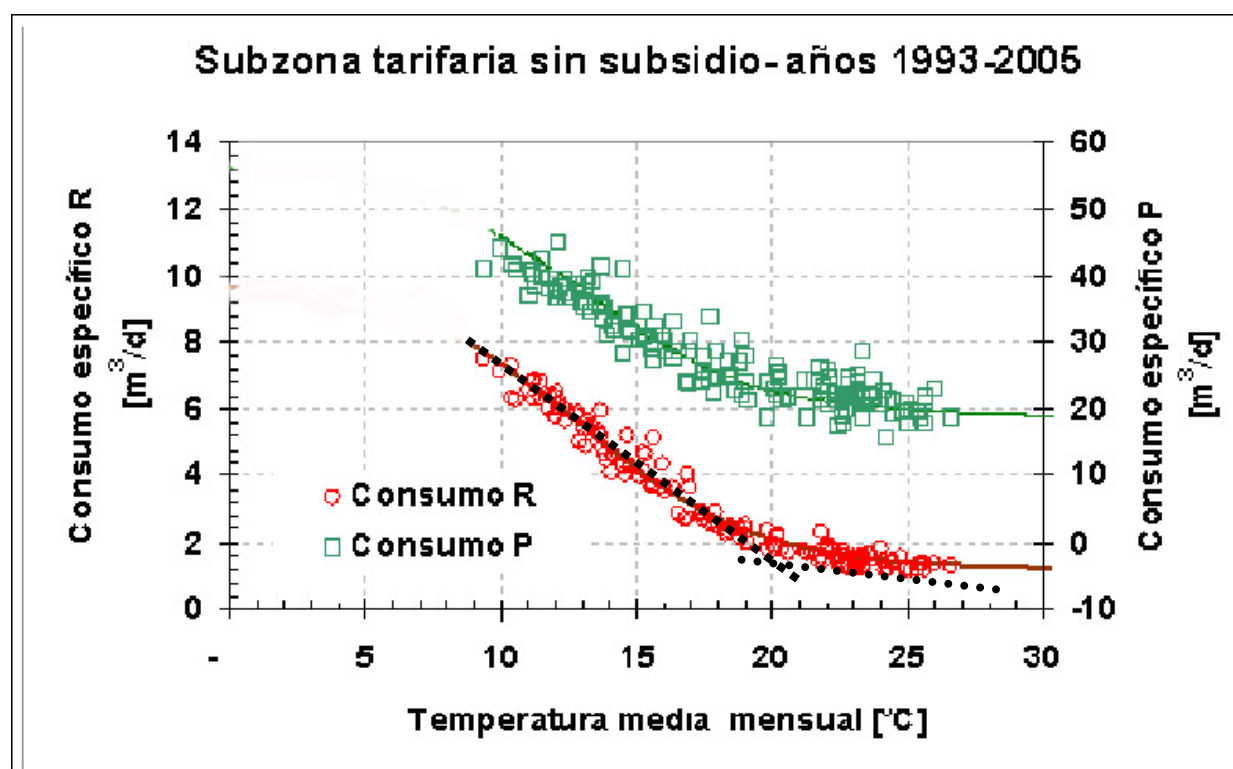


Figura 32. Variación del consumo específico en función de la temperatura media mensual, para las subzonas tarifarias sin subsidio (todo el país excepto Patagonia, Provincia de La Pampa y Departamento Malargüe en la Provincia de Mendoza)

Fuente Energas, 2006b.

Demostrando la misma tendencia, la Figura 33 indica la relación entre la temperatura media y consumo cuando se considera solamente los meses de invierno.

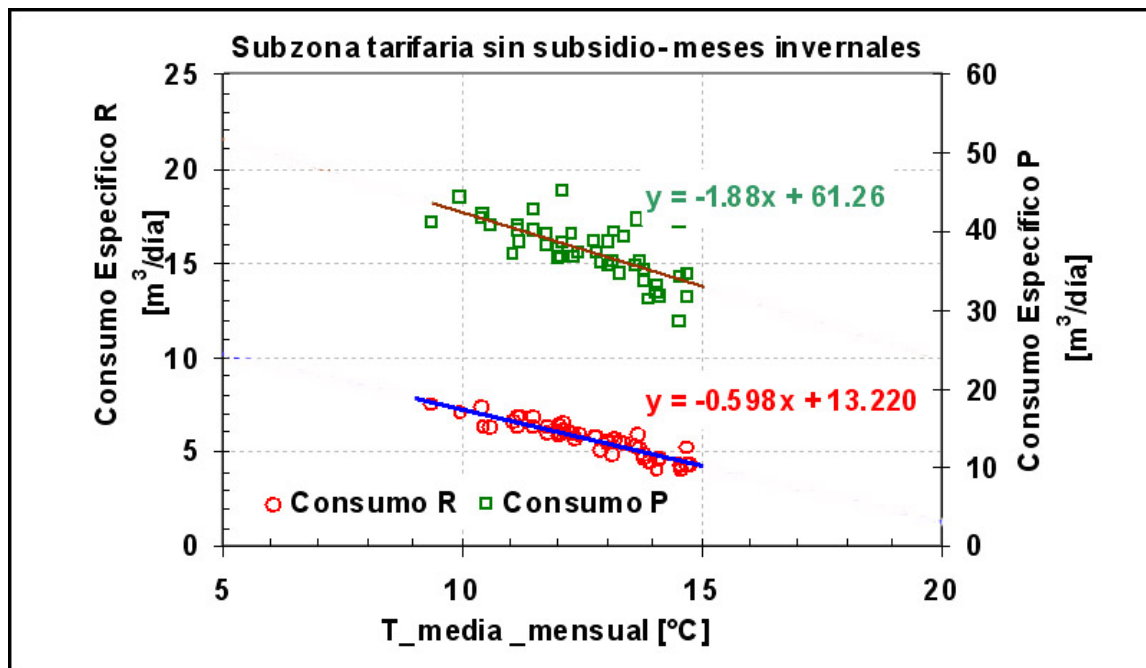


Figura 33. Variación del consumo específico en función de la temperatura media mensual, para las subzonas tarifarias sin subsidio, considerando los meses invernales. Las rectas son ajustes lineales a los datos observados. Enargas, 2006c.

Cabe notar que el consumo por grado de diferencia de temperatura en zonas con subsidio es el doble del consumo sin subsidio, según muestra la Tabla 76.

Tabla 76. Variación del consumo de gas (en m³/día) ante un cambio de un grado Celsius en la temperatura media durante el período invernal.

Zonas Tarifarias	Usuarios R Residencial	Usuarios P
Sin subsidio	-0,598	-1,880
Con subsidio (Patagonia, Malargüe y La Pampa)	-1,283	-3,226

Sin embargo, esta relación entre temperatura y consumo también depende de la calidad térmica de la vivienda. A corto plazo, esta calidad depende de las características del parque residencial existente, aunque a mediano y largo plazo, un cambio en las normativas con exigencias de mejores características térmicas en viviendas pueden reducir el consumo en forma significativa.

En la próxima sección se evalúa el impacto de la aplicación obligatoria del Nivel B de la Norma IRAM 11.605.

Consumo de gas para calefacción

Los estudios de Enargas y las propuestas del Programa de Uso Racional de Gas Natural (Enargas, 2006) indican una estrecha relación entre las temperaturas medias mensuales y el consumo de gas. En Argentina estas temperaturas medias mensuales varían significativamente por tratarse de un país muy extenso y con gran variación climática, desde las zonas cálidas subtropicales al norte hasta las altas latitudes australes con condiciones muy frías.

La Norma IRAM 11.603 presenta una división del país en seis Zonas Bioambientales en base a grados días, indicador de la duración y severidad del invierno, Figura 43, mientras la Norma IRAM 11.604

indica la manera de evaluar la demanda anual de energía de una vivienda con un coeficiente 'G' de pérdidas volumétricas de calor.

De esta manera, el consumo anual de calefacción de una vivienda es proporcional a los grados días de la localidad y el producto del volumen y el coeficiente 'G' de la misma.

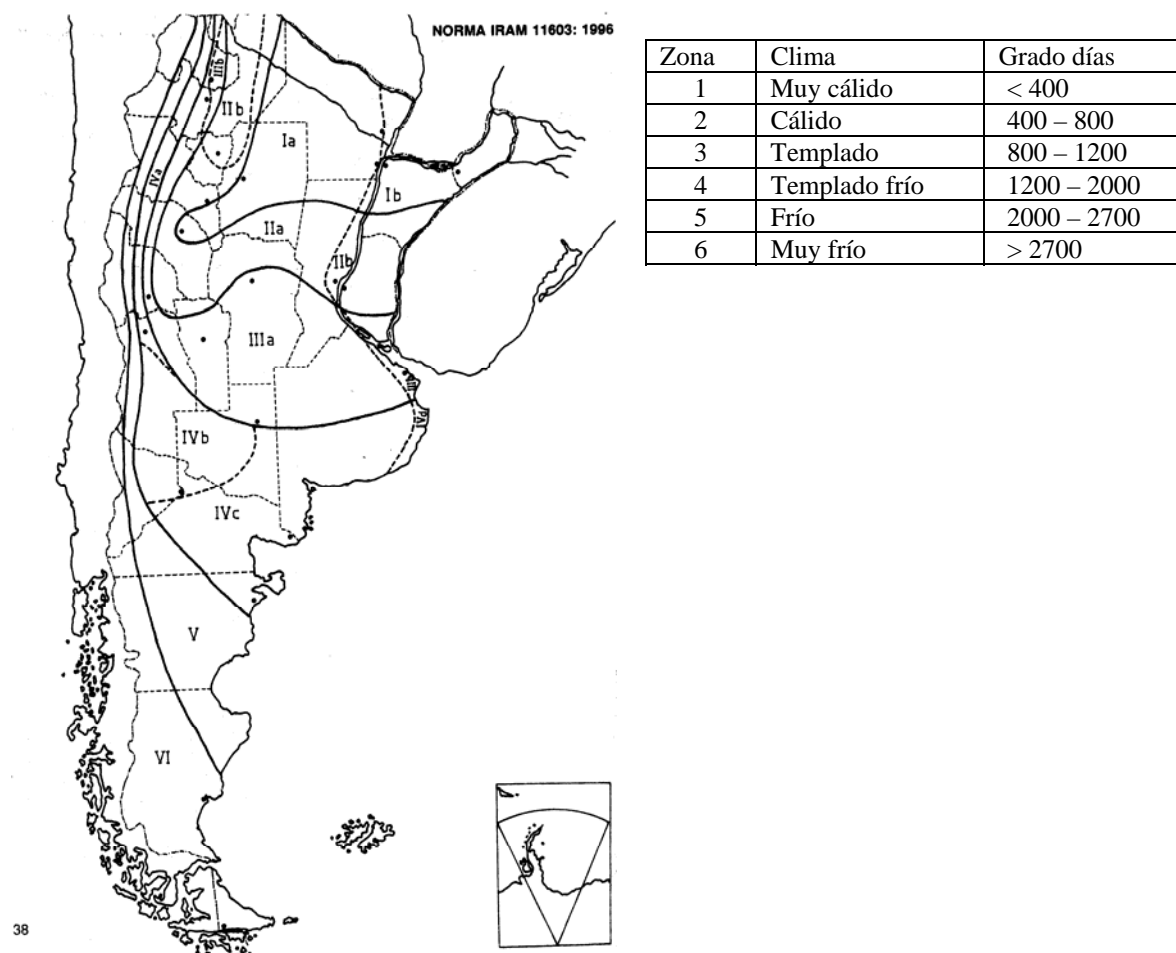


Figura 34. Zonas Bioambientales definidas en la Norma IRAM 11.603 (1996).

Los ahorros potenciales del consumo anual de gas requerido para calefacción dependen en gran medida de las mejoras que se realicen en los espesores de materiales aislantes en muros y techos, así como de la localización de la vivienda.

A fin de evaluar los potenciales ahorros de energía, y dado que no hay estudios recientes de la calidad térmica de viviendas ni su distribución geográfica o bioambiental en el país, se ha estimado la distribución de hogares con gas natural en cada zona bioambiental utilizando las siguientes fuentes:

- ◇ • Distribución de población de cada provincia y distribución porcentual de población total del país según las distintas zonas bioambientales definidas en la Norma IRAM 11.603.
- ◇ • Proporción de población de cada zona en cada provincia con suministro de gas natural, utilizando datos del tamaño de asentamientos urbanos y otros indicadores indirectos de INDEC (% de hogares con necesidades básicas insatisfechas y con ciertos artefactos del hogar).
- ◇ • Numero promedio de personas por hogar en viviendas con gas natural, considerando que en zonas urbanas con suministro de gas, el número promedio de personas es menor al promedio nacional.

Las pérdidas de calor y los ahorros potenciales fueron estimados en base a los datos de una vivienda tipo promedio, representativa de las características de nueva construcción.

- Superficie promedio del techo (sin aleros) 62 m²
- Superficie promedio de muros (sin medianeras compartidas): 56 m²
- Superficie promedio de vidrio en ventanas: 12 m² (20 %)
- Largo del borde del piso en contacto con el suelo 21 metros lineales
- Transmitancia térmica promedio de techos existentes 1 W/m²K
- Transmitancia térmica de techos futuros y espesores de aislante liviano
 - Zonas 1, 2 y 3 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,32 W/m²K 100 mm
 - Zona 4 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,29 W/m²K 110 mm
 - Zona 5 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,26 W/m²K 120 mm
 - Zona 6 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,22 W/m²K 150 mm
- Transmitancia térmica promedio de muros existentes 1,6 W/m²K
- Transmitancia térmica de muros futuros y espesores de aislante liviano
 - Zonas 1, 2 y 3 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,38 W/m²K 80 mm
 - Zona 4 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,34 W/m²K 90 mm
 - Zona 5 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,32 W/m²K 100 mm
 - Zona 6 (Norma IRAM 11.605, Nivel B) 0,30 W/m²K 110 mm
- Transmitancia térmica promedio de ventanas existentes: 5,8 W/m²K
- Transmitancia térmica nuevas ventanas (DVH) 3,2 W/m²K (Zonas 3 y 4)
- Transmitancia térmica nuevas ventanas (DVH y low-e) 2,6 W/m²K (Zonas 5 y 6)
- Tasa nominal de ventilación (renovaciones / hora) 2 (sin modificar)
- Pérdidas por piso (sin modificar)
 - Zonas 1 y 2 0,3
 - Zonas 3 y 4 0,4
 - Zonas 5 y 6 0,5

Tabla 77. Valores estimados del coeficiente volumétrico de pérdidas de calor y el potencial de ahorro de combustible, con distintas mejoras de las características térmicas de la envolvente.

Zona bioambiental Norma IRAM 11,603	1	2	3	4	5	6
Edificios existentes	2,18	2,18	2,19	2,19	2,04	2,04
Mejoras del techo	1,9	1,9	1,9	1,88	1,71	1,69
Ahorro potencial %	13,5	13,5	13,5	14,0	16,4	17,2
Mejora de techos y muros	1,44	1,44	1,44	1,41	1,23	1,21
Ahorro potencial %	33,8	33,8	34,3	35,5	39,8	40,6
Mejora de techos, muros y ventanas	-	-	1,23	1,20	0,97	0,96
Ahorro potencial %	-	-	43,8	45,0	52,3	53,2

El ahorro potencial equivale a la reducción en la demanda de combustible requerida para calefacción a una temperatura interior establecida. Sin embargo, estudios sobre la aplicación de mayores espesores de aislantes térmicos, indican que los ocupantes de edificios con estas mejoras no mantienen la misma temperatura interior, ya que las mismas permiten lograr mayores temperaturas o calefaccionar más habitaciones de la vivienda.

Así, las mejoras en las características térmicas permiten elevar la calidad de vida, al mismo tiempo que logran un ahorro parcial en el consumo de energía. En este estudio, se considera que, en la práctica, solo se obtiene el 50 % del ahorro potencial.

En el escenario propuesto, no se prevé una variación de la distribución geográfica de la población en el periodo 2005-2020, manteniéndose las mismas proporciones en cada zona bioambiental. Sin embargo, es posible que las ciudades más grandes, localizadas en la Zona Templada, aumenten su población, mientras que las zonas más cálidas y frías muestren una leve reducción de su población. Según esta alternativa, los porcentajes de ahorro mantienen los mismos valores.

El escenario de la aplicación obligatoria de normas que definen y exigen aislantes térmicos en paredes y techos, basado en el caso de Chile (MINVU, 1998), introduce inicialmente normas para techos y normas para paredes en años posteriores, junto con exigencias adicionales para ventanas. Considerando el tiempo requerido para instrumentar la legislación, el escenario propuesto establece la introducción de una norma obligatoria para mejor aislamiento de techos en 2007, aplicando el Nivel B de la Norma IRAM 11.605.

Dicho escenario prevé la introducción de una norma obligatoria para muros en nuevos edificios tres años mas tarde, en 2010, con la posibilidad de agregar requerimientos de DVH, doble vidrio hermético, en las Zonas Bioambientales 3, 4, 5 y 6. Adicionalmente, en climas fríos y muy fríos (Zonas 5 y 6) se incluye un tratamiento de baja emisividad en la cámara de aire de los vidrios DVH (vidrio Low-E), mientras en climas cálidos y muy cálidos (Zonas 1 y 2), se considera que los inviernos cortos y templados no justifican el uso de doble vidrio.

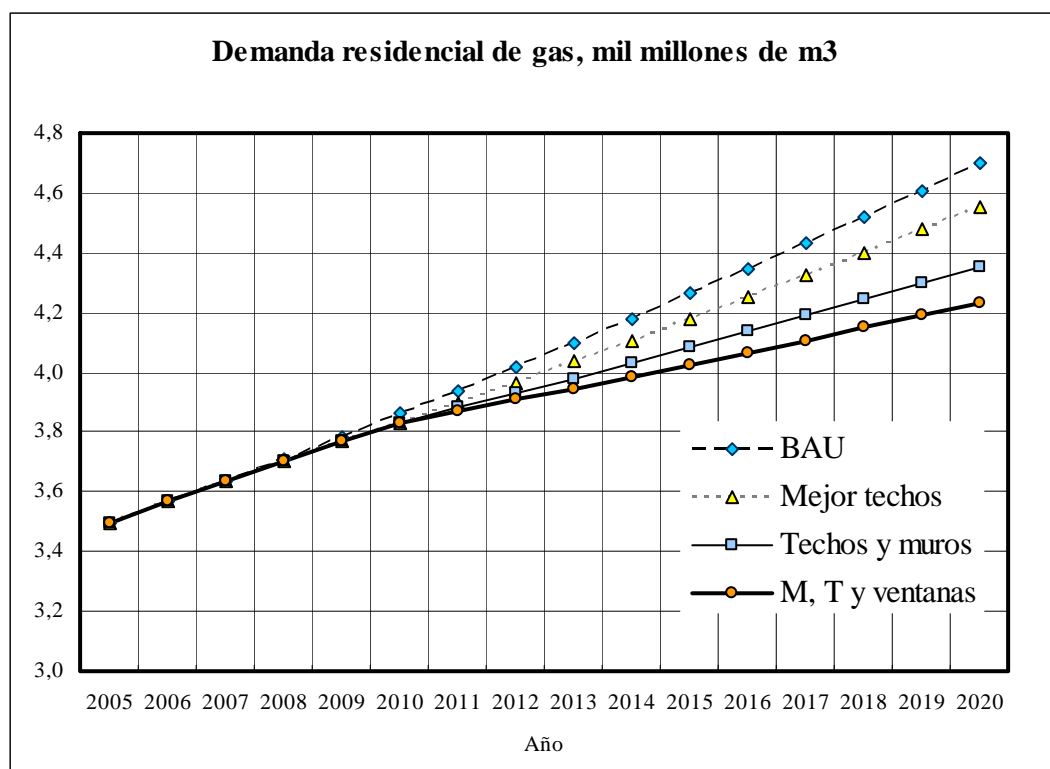


Figura 35. Demanda de gas para calefacción según cuatro escenarios acumulativos: sin nuevas medidas (Referencia), mejoras térmicas en techos, mejoras térmicas en techos y muros, mejoras térmicas en techos, muros y ventanas.

Tabla 78. Demanda anual de gas natural para calefacción en el sector residencial según cuatro escenarios acumulativos (en miles de m³ de gas)

Año	Sin cambios (Referencia)	Mejoras térmicas en techos desde 2007	Mejoras térmicas en techos y muros desde 2010	Mejoras térmicas en techos, muros y vidrios desde 2010
2005	3.496.954	3.496.954	3.496.954	3.496.954
2006	3.567.228	3.567.228	3.567.228	3.567.228
2007	3.638.809	3.638.809	3.638.809	3.638.809
2008	3.711.719	3.704.178	3.704.178	3.704.178
2009	3.785.986	3.770.694	3.770.694	3.770.694
2010	3.861.633	3.838.378	3.838.378	3.838.378
2011	3.938.687	3.907.252	3.893.383	3.884.832
2012	4.017.174	3.977.340	3.949.220	3.931.882
2013	4.097.123	4.048.662	4.005.903	3.979.540
2014	4.178.559	4.121.244	4.063.450	4.027.818
2015	4.261.512	4.195.109	4.121.876	4.076.726
2016	4.346.010	4.270.281	4.181.199	4.126.276
2017	4.432.082	4.346.785	4.241.435	4.176.482
2018	4.519.759	4.424.646	4.302.601	4.227.355
2019	4.609.071	4.503.891	4.364.716	4.278.909
2020	4.700.050	4.584.545	4.427.797	4.331.155

La Figura 35 y las Tablas 78 y 79 indican los resultados logrados y los ahorros en la demanda de gas.

Tabla 79. Ahorro anual en la demanda de gas natural en miles de m³.

Año	Sin cambios (Referencia)	Mejoras térmicas en techos desde 2007	Mejoras térmicas en techos y muros desde 2010	Mejoras térmicas en techos, muros y vidrios desde 2010
2005	0	0	0	0
2006	0	0	0	0
2007	0	0	0	0
2008	0	7.542	7.542	7.542
2009	0	15.292	15.292	15.292
2010	0	23.255	23.255	23.255
2011	0	31.435	45.304	53.855
2012	0	39.835	67.955	85.292
2013	0	48.460	91.219	117.582
2014	0	57.315	115.109	150.741
2015	0	66.403	139.635	184.786
2016	0	75.729	164.811	219.733
2017	0	85.297	190.647	255.600
2018	0	95.113	217.158	292.404
2019	0	105.180	244.355	330.163
2020	0	115.504	272.252	368.894

Conclusiones

La larga vida útil de la gran mayoría del parque edilicio con características térmicas establecidas, implica que las mejoras en el aislamiento de las envolventes solo tendrán un impacto significativo a mediano y largo plazo. La renovación y/o sustitución de edificios residenciales existentes puede requerir plazos de hasta un siglo, aunque algunas viviendas alcanzan una mayor vida útil. Con un lento crecimiento

demográfico y una paulatina reducción del número de personas por vivienda, la demanda de nuevas viviendas es moderada, aun cuando se considera la necesidad de reducir hacinamiento y re-emplazar unidades inadecuadas.

En este marco, es importante notar que una importante proporción del parque edilicio existente corresponde a vivienda de interés social, con niveles de aislamiento térmico que deberían cumplir con el Nivel C de la Norma IRAM 11.605. Sin embargo, gran parte de ellos muestran evidentes patologías constructivas, especialmente condensación superficial y, por lo tanto, requieren mejoras para lograr condiciones aceptables de habitabilidad, o reemplazo.

Esta situación difiere del impacto que produciría la introducción de lámparas de bajo consumo, donde es posible cambiar la mayoría de ellas a medida de llegar al fin de su vida útil, en uno o dos años. La renovación de los artefactos de gas, tanto de calefacción como de calentamiento de agua, analizados en la próxima sección, ofrece la posibilidad de aprovechar mejores eficiencias en un plazo de 15 a 20 años.

Sin embargo, el mejoramiento de las características de las viviendas tiene importantes beneficios adicionales a las reducciones de la demanda de gas evaluada en esta sección. La incorporación de mejores valores de aislamiento térmico ofrece los siguientes beneficios:

- ◊ Mejoras de la calidad de vida en vivienda, con niveles superiores de confort, condiciones mas saludables y reducción de incidencia de condensación superficial.
- ◊ Reducción de la demanda estacional de gas, con la posibilidad de utilizar este recurso en el sector industrial y la generación eléctrica, minimizando las emisiones GEI producidas por combustibles alternativos más sucios.
- ◊ Reducción en el costo de calefacción, permitiendo mitigar el efecto de futuros aumentos de tarifas.

Las mejoras en las viviendas son lentas debido a su larga vida útil, aunque resultan significativas y acumulativas a largo plazo. Sin la implementación de medidas a corto plazo, se pierde la oportunidad de lograr una reducción importante de la demanda durante toda la vida útil de nuevas unidades de viviendas.

Finalmente, se indica en la Figura 35b el potencial de mitigación de emisiones GEI, considerando la reducción de la demanda de gas requerida para calefacción. En dicha figura se agrega el efecto indirecto de la reducción de la demanda de gas, la cual permite la utilización de gas en otros sectores en vez de fuel-oil u otros hidrocarburos líquidos de mayor impacto que el gas. Con un aumento de 37 % en el número de viviendas con gas, y mejores condiciones térmicas, el aumento de emisiones GEI es menor de 20 %. Se además, se promueve la introducción de artefactos mas eficientes, es posible lograr mayores reducciones de los impactos, como indica la siguiente sección.

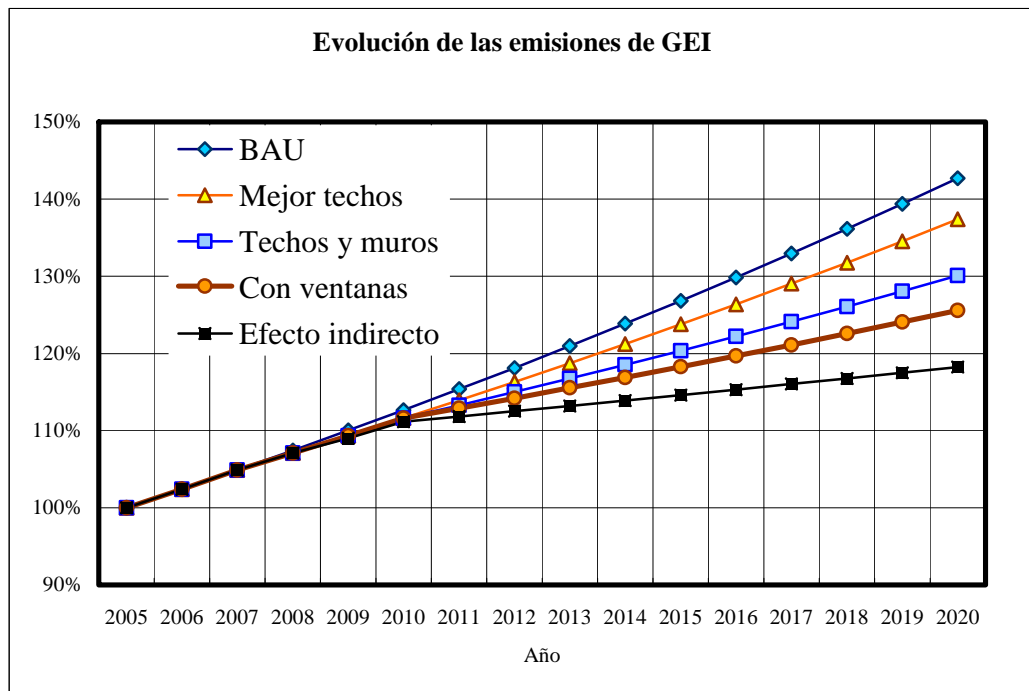


Figura 35b. Cambio porcentual de las emisiones GEI debido a la calefacción de viviendas con gas.

Evaluación económica

La Norma IRAM 11.605 (IRAM, 1998), según tres criterios básicos, evitar patologías, lograr economía en el uso de energía y garantizar bienestar para los ocupantes, establece tres niveles de aislamiento para muros y techos:

Nivel C. Mínimo. Evita condensación sobre la superficie interior de techos y muros, definiendo el nivel mínimo de habitabilidad establecido por la Subsecretaría de Vivienda para vivienda con financiación estatal (Ministerio de Infraestructura y Vivienda, 2000).

Nivel B. Bueno. Establece un equilibrio entre los costos anuales de energía y la inversión en materiales aislantes y equipos de calefacción. Este nivel fue adoptado como obligatorio en los escenarios aplicados en esta sección.

Nivel C. Óptimo. Asegura buenos niveles de confort para los ocupantes tanto en verano como en invierno, logrando temperaturas superficiales internas muy cercanas a la temperatura del aire interior. Este nivel permite superar los ahorros y reducciones de GEI indicados en esta sección.

Sin embargo, la Norma IRAM 11.506 fue elaborada en 1998, cuando la relación entre el costo del material aislante y la tarifa de energía difería sustancialmente de la relación actual (Raspall Galli y Evans, 2003). Del 2001 a la fecha, la tarifa de gas solo aumentó un 15 % mientras el costo de material aislante se incrementó en un 150 a 250 %, detectándose un gran desequilibrio en esta ecuación y la perspectiva de mejoras. En este contexto, el Nivel B no resulta económicamente factible dados los costos actuales, situación poco conducente a lograr la esperada eficiencia energética.

Se considera previsible un fuerte aumento en las tarifas de gas en los próximos cinco años, a fin de reflejar el valor de este recurso en los mercados internacionales y regionales, con un aumento de la proporción de gas importado. La zona más austral del país, con un régimen de energía altamente subsidiada, presenta el mayor problema para justificar mayores espesores de aislantes en la construcción. Si bien esta política de subsidios permite el acceso de los sectores de menores recursos a condiciones de confort y retribuye a los habitantes de provincias productoras de gas por el uso de este recurso, actúa como fuerte freno a cualquier medida de uso racional de energía, tales como artefactos eficientes, mejores niveles de conservación energética con la incorporación de aislantes y sistemas de control.

Otra posibilidad de lograr eficiencia energética reside en la introducción de sistemas solares para calentamiento de agua. Estos sistemas permiten reducir el consumo anual de gas para calentamiento de agua en un 50 a 60 % en las Zonas Bioambientales 3 y 4, subiendo hasta 70 % en las Zonas 1 y 2. Si bien en las Zonas 5 y 6 el porcentaje es aún menor, especialmente al sur de la latitud 40° S, la demanda de energía es mayor debido a la baja temperatura de agua proveniente de la red. En este caso, se recomienda el uso de colectores solares con tubos evacuados para calentamiento de agua en las Zonas 5 y 6 al sur de la latitud 45° S, debido a la alta nubosidad y bajas temperaturas de agua de suministro y del aire exterior.

Para situaciones donde se cuenta con acceso a créditos o hay disponibilidad de capital, los sistemas solares de calentamiento de agua son económicamente factibles en zonas rurales donde se reemplaza gas en tubos, leña o calentamiento por resistencia eléctrica (Evans y Garreta, 2003). En zonas urbanas con acceso a gas de red, el alto costo inicial (del orden de \$ 6.000 a \$ 7.000), no favorece la implementación de estas instalaciones, especialmente considerando la necesidad de contar con sistemas convencionales auxiliares de calentamiento de agua.

Además, los sistemas solares de calentamiento de agua se encuentran restringidos a las siguientes situaciones:

- ◊ Viviendas con buen acceso al sol durante todo el año, contando con un mínimo de 5 a 8 horas de sol en invierno. Los edificios altos o árboles adyacentes pueden reducir la posibilidad del acceso al sol. Importante es elaborar e instrumentar normativas que contemplen y resguarden el acceso al sol en ámbitos urbanos.
- ◊ Si bien existen sistemas solares colectivos para viviendas multifamiliares, los actuales sistemas solares son mas aptos para viviendas unifamiliares, donde se asegura mejor mantenimiento y uso racional de agua caliente.

11.2.2 Artefactos de Gas Natural Eficientes

Un rubro poco o nada desarrollado en la Argentina es el de la eficiencia en los artefactos de gas natural. Dado el peso que tiene el gas natural como fuente energética para el sector residencial resulta muy importante comenzar a estudiar este tema con vistas a aplicar una política de eficiencia sobre estos usos finales.

En este trabajo se realiza una primera aproximación al tema, con carácter estimativo y utilizando hipótesis muy conservadoras, con el objeto de visualizar las magnitudes que se esconden detrás de estos aparatos.

La distribución del consumo por usos finales dentro del sector se ha estimado de la siguiente forma:

Calefacción 50%
 Agua caliente 35%
 Cocción 15%.

Calefacción:

Las medidas son: mejoras en la envolvente de nuevas construcciones (tratadas en el apartado anterior); y equipos de calefacción de mayor rendimiento reemplazando a los ineficientes en instalaciones de viviendas nuevas o el reemplazo por obsolescencia de los existentes.

Agua caliente

Las medidas de ahorro comprenden mejoras en los termotanques y el uso de artefactos de menor consumo de agua (duchas de bajo consumo, aeradores en las canillas, etc.). La eficiencia de los termotanques

normales es baja (alrededor de 50%). Esto se debe (1) al piloto continuo; (2) a las pérdidas permanentes de calor por las paredes externas e internas de las unidades y (3) por la salida de gases de temperatura superiores a 200°C para mantener el tiro y evitar la condensación dentro las chimeneas. En algunos países existen modelos de alta eficiencia (90%) con (1) el encendido electrónico (sin piloto); (2) la condensación de los gases de combustión a temperaturas menores a los 50 °C; y (3) la extracción de los gases de combustión mediante extractores eléctricos. Estos modelos de alto rendimiento son muy costosos considerando los precios actuales del gas natural. Por ello, en el próximo futuro se supone una penetración de modelos levemente mejores que los actuales, con mejor aislamiento y una eficiencia alrededor de 58%. También se puede ver mejoras en la reducción de caudales en los puntos de uso mediante artefactos eficientes.

Otra posibilidad es la introducción de sistemas solares de calentamiento de agua. Estos sistemas permiten reducir el consumo anual de gas para calentamiento de agua en 60% para la zona bioambiental 3 y 4, subiendo a 70% en las zonas bioambientales 1 y 2. En las zonas 5 y 6, especialmente al norte de la latitud 40° S, el porcentaje es menor, pero la demanda de energía es mayor debido a la baja temperatura de agua de la red. Se recomienda el uso de colectores solares con tubos evacuados para el calentamiento de agua en las zonas 5 y 6 al sur de la latitud 45°S debido a la alta nubosidad y bajas temperaturas de agua de suministro y del aire exterior. De todas maneras en este estudio no se avanza sobre esta alternativa.

Estimación para la Argentina

Se ha confeccionado un solo Escenario FVSA en donde se considera que Las medidas de etiquetado comienzan a ser efectivas en el año 2008, se supone un potencial de ahorro que llegaría a 1,6% en el año 2010, 3,4% en el 2015 y 5,8% en el 2020.

11.3 Conclusiones

El escenario alternativo final de consumo de gas considerando los sectores industrial y residencial según las medidas descritas alcanzan agregando ambos sectores un ahorro del orden de los 11 MMm³/día en el 2020, o sea un 15,1% del consumo de gas natural estimado para ese año en el escenario de referencia. Se resumen en la Tabla 80 y en la Figura 36 los valores de ahorro obtenidos en esta sección.

Tabla 80. Escenarios de Referencia y Alternativo FVSA de consumo de gas natural en los sector industrial y residencial en MM m³/año.

	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
ESCENARIO DE REFERENCIA					
Industrial	11.021	13.289	14.739	15.912	
Residencial	7.492	8.317	8.992	9.456	
Total	18.513	21.606	23.731	25.368	
AHORRO EN EL ESCENARIO FVSA					
Industria	0	573	1.562	2.432	15,3% ⁽¹⁾
Artefactos residenciales	0	136	307	550	5,8% ⁽¹⁾
Normativa constructiva	0	23	185	369	3,9% ⁽¹⁾
Ahorro total MMm³/año	0	732	2.054	3.351	13,2%
Ahorro total MMm³/día	0	2,0	5,6	9,2	

⁽¹⁾ Respecto al consumo del sector respectivo.

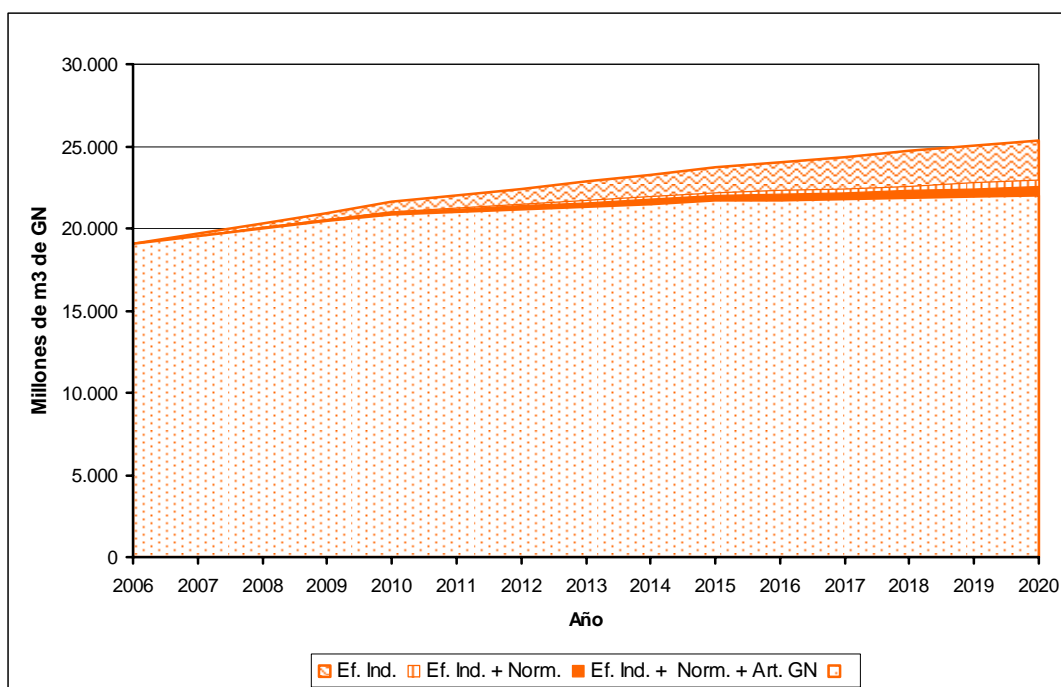


Figura 36. Escenarios de Referencia y Alternativo FVSA de consumo de gas natural incorporando medidas en el Sector Industrial y en el Sector Residencial en normativas constructivas más artefactos de calefacción y calentamiento de agua.

Como puede observarse las medidas más efectivas son dentro de este período la eficiencia en el sector industrial y en calefacción residencial y agua caliente. Sin embargo, no debe despreciarse, por su impacto a largo plazo, la implementación de normativas de construcción. Debido a la larga vida de las viviendas, las mejoras en eficiencia son lentas, pero en el largo plazo son grandes. Sin la implementación de medidas en el corto plazo, se pierde la oportunidad de lograr una reducción en la demanda durante la vida útil de nuevas viviendas.

12. REFERENCIAS DEL CAPÍTULO IV

ABNT (2003), Desempenho térmico de edificações, Parte 3 Zonamento Bioclimático (Projeto) Associação Brasileira de Normas Técnicas, Comitê Brasileiro de Construção Civil, San Pablo.

Building Regulations (2002) Building regulations Part L, Energy conservation, HMSO, Londres.

Carlos Raspall Galli, John Martin Evans, (2003) Arquitectura sustentable. Aportes de las características térmicas de materiales y construcciones. Avances en Energía Renovables y Ambiente, Salta.

CONAE (1999), Anteproyecto de NOM-020-ENER, Eficiencia energética en edificaciones, norma para la envolvente de edificios residenciales hasta tres niveles, México.

Dutt, G.S., J. Proctor, et al., 1994, "Large-scale residential refrigerator field metering", *Proc. 1994 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, American Council for an Energy-Efficient Economy, Washington D.C., pp. 2.77-2.86.

Dutt, G.S., L.O. Assaf y C.G. Tanides, 2002. "Lighting efficiency and environmental issues in Argentina. Current status and perspectives", 5th European Conference on Energy-Efficient Lighting (Right Light 5), Niza, Francia, mayo.

ECI, 2004, *Motor Challenge – Energy Efficient Motor Driven Systems*, European Copper Institute, April.

- ECI, 2005. *The Potencial for Global Energy Saving from High Efficiency Distribution Transformers*, European Copper Institute.
- ELI, 2000. Estudio de mercado residencial. Programa de Iluminación Eficiente, ELI Argentina. www.efficientlighting.net
- ELI, 2002. *Libro ELI de Iluminación Eficiente*, Programa de Iluminación Eficiente, ELI Argentina, Proyecto del Fondo para el Medio Ambiente Mundial. Mayo, 450 pp. Compilador: Gautam Dutt y Elisa Colombo. Edición en CD. Revisado 2004.
- ENERGAS (2006) Uso Racional del Gas, Metodología para la Instrumentación del Programa de Uso Racional del Gas Natural, Ente Regulador de gas natural, Buenos Aires. También en (http://www.enargas.gov.ar/Novedades/Uso_Racional/Metodologia.php)
- FEMP, Federal Energy Management Program, www.eren.doe.gov/femp/procurement IEEE, 1989. *Distribution Transformer Loss Evaluation*. Building on REA 61- 16.
- Iglesias Furfaro, Hernán, 2006. *Evaluación de las Pérdidas Óptimas en los Transformadores de Distribución*. Trabajo Práctico Profesional de Ingeniería Electricista de la Universidad de Buenos Aires. (no publicado).
- IRAM 2250, 2005. *Transformadores de Distribución, Características y Accesorios Normalizados*.
- IRAM, (1996), Norma IRAM 11.603, Zonificación Bioambiental de la República Argentina, Instituto Argentino de Racionalización de Materiales, Buenos Aires.
- IRAM, (1998), Norma IRAM 11605, Acondicionamiento térmico de edificios, condiciones de habitabilidad para verano, Instituto Argentino de Normalización, Buenos Aires.
- Lebot, B., 2005, “Transforming markets through energy efficiency standards and labeling”, presentación en el taller de PNUD, Viña del Mar, Chile, junio.
- MDSMA, (1999) Proyecciones y opciones de mitigación, Sector energético, Ministerio de Desarrollo Social y Medio Ambiente, Secretaría de Desarrollo Sustentable y Política Ambiental, Buenos Aires
- Meier, A., 2005, “Standby: where are we now?”, *Proceedings European Council for an Energy-Efficient Economy*, ECEEE 2005, p. 847-854.
- Ministerio de Infraestructura y Vivienda (2000), Estándares Mínimos de Calidad para Vivienda de Interés Social (Versión Preliminar), Ministerio de Infraestructura y Vivienda, Secretaría de Obras Públicas, Buenos Aires.
- MINVU, (1992), Ordenanza 47, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Santiago de Chile
- OECD/IEA, 2001, Things that Go Blip in the Night (Standby Power and How to Limit it).
- Secretaría de Energía, 2004, *Escenarios energéticos resultantes de la implementación de un sistema de etiquetado en eficiencia energética en refrigeradores domésticos*, Informe D-URE-1- F- 05.
- Secretaría de Energía, 2004, *Programa de ahorro y eficiencia energética en edificios públicos*, Informe D-URE-1- F- 05.
- Tanides C.G. y A. Berset, 2005, “*Estimación del Potencial de Ahorro Energético en los Sistemas Accionados por Motores Eléctricos en el Sector Industrial de la Argentina*”. No publicado.
- Tanides, C.G. y G. S. Dutt, 1994, "Potencial de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica: una primera aproximación". 17ª Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energía Solar (ASADES '94). 11 al 15 de octubre, Rosario, Santa Fe, República Argentina.
- Tanides, C.G., Dutt, G.S. y M.S. Brugnoli, 2000, “Characterisation and energy savings potential of video appliances in the Argentine residential sector”, *Energy for Sustainable Development*, Volume IV No. 2, pp. 43-51, August.
- Thomas, Alison et al., 2004, Federal Purchasing: Leading the market for Low standby products, IEEE. http://www.iea.org/textbase/papers/2004/am_femp.pdf
- U.S.D.O.E., (1998), *Motor Challenge – United States Industrial Motor Systems Market Opportunities Assessments*, December.

Vowles, J., Boardman, B., and K. Lane, 2001, "Suspecting standby? Domestic levels and the potential for household-level reductions in the UK", *Proceedings European Council for an Energy-Efficient Economy*, ECEEE 2001, p. 107-117.

Wear, A., Harrington, P., and L. Harrington, "Residential standby power consumption in Australia", *Proceedings European Council for an Energy-Efficient Economy*, ECEEE 2001, p. 155-157.

Wiel, S. and J. McMahon, 2001, *Energy-Efficiency Labels and Standards: A Guidebook for Appliances, Equipment, and Lighting*, Collaborative Labeling and Appliance Standards Program (CLASP), Washington D.C., USA.

CAPITULO V. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

13. SECTOR ELÉCTRICO

La oferta energética necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el Escenario de Referencia crece un 87,1%, pasando de 103 TWh/año en 2005 a los 193 TWh/año en 2020. En términos generales puede observarse en los Escenarios Alternativos un ahorro en la oferta de energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda que oscila entre los 35 a 59 TWh/año o sea, entre un 18,3 a un 30,4% de la oferta eléctrica al año 2020.

Los ahorros en cada uno de los sectores y usos finales según los Escenarios Alternativos FVSA 1 y FVSA 2 se detallan en las Tablas 81 y 82 expresados a nivel de consumo final de energía eléctrica en GWh/año.

Tabla 81. Ahorro de energía eléctrica por sector en el período 2006-2020, expresado en GWh/año para el escenario FVSA 1.

Escenario FVSA 1					
	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
Ahorro Sector Residencial					
Total Ahorro Residencial	0	2.206	4.766	9.470	100,0%
Subtotal del Sector Eléctrico					31,9%
Respecto a Total Residencial Referencia				36.000	24,1%
Ahorro Sector Industrial					
Total Ahorro Industrial	0	722	4.559	9.254	100,0%
Subtotal del Sector Eléctrico					31,2%
Respecto a Total Industrial Referencia				79.742	11,6%
Ahorro Sector C&P					
Total Ahorro C&P	0	1.923	4.866	9.032	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					30,4%
Respecto a Total C&P Referencia				33.184	26,5%
Alumbrado Público					
Ahorro AP	0	408	953	1.108	100,0%
					3,7%
Otros					
Ahorro Otros	0	55	534	810	100,0%
					2,7%
Ahorro Sector Eléctrico	0	5.313	15.640	29.319	100,0%

Tabla 82. Ahorro de energía eléctrica por sector en el período 2006-2020, expresado en GWh/año para el escenario FVSA 2.

Escenario FVSA 2					
<i>Ahorro Sector Residencial</i>	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
Total Ahorro Residencial	0	5.231	11.145	17.897	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					36,4%
Respecto a Total Residencial Referencia				39.215	45,6%
<i>Ahorro Sector Industrial</i>					
Total Ahorro Industrial	0	871	5.675	11.374	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					23,1%
Respecto a Total Industrial Referencia				79.742	14,3%
<i>Ahorro Sector C&P</i>					
Total Ahorro C&P	0	2.648	8.657	16.713	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					34,0%
Respecto a Total C&P Referencia				34.099	49,0%
<i>Alumbrado Público</i>					
Ahorro AP	0	685	1.359	1.581	100,0%
					5,3%
<i>Otros</i>					
Ahorro Otros	0	110	1.068	1.619	100,0%
					5,5%
Ahorro Sector Eléctrico	0	9.545	27.903	49.184	100,0%

En la Figura 37 puede apreciarse la participación del ahorro por sectores de consumo, en donde notoriamente los tres sectores más importantes reparten el ahorro de un modo similar.

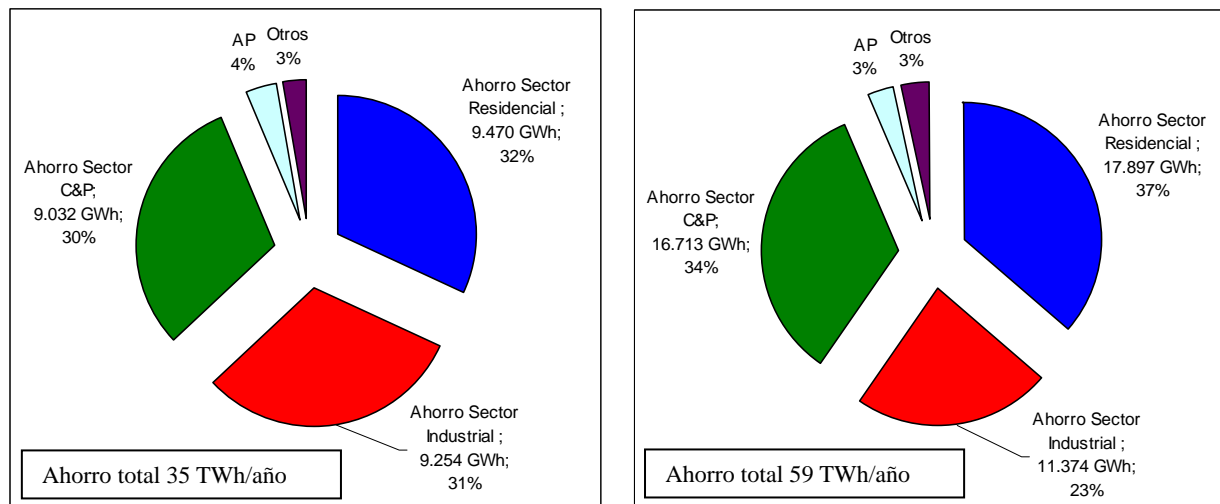


Figura 37. Ahorro porcentual por sector de consumo en el Escenario FVSA 1 (izquierda) y FVSA 2 (derecha).

A nivel de la Oferta Energética la evolución de los Escenarios de *Referencia*, *FVSA 1* y *FVSA 2* es la mostrada en la Figura 38.

Es de notar también que, si bien en el año 2020 en el Escenario FVSA 1 los tres sectores principales alcanzan potenciales de ahorro en términos absolutos similares, el sector residencial y el comercial y públi-

co los producen más rápidamente lo cual desde el punto de vista de las emisiones y de la seguridad eléctrica constituyen un factor a tener en cuenta a la hora del desarrollo de políticas ambientales y energéticas.

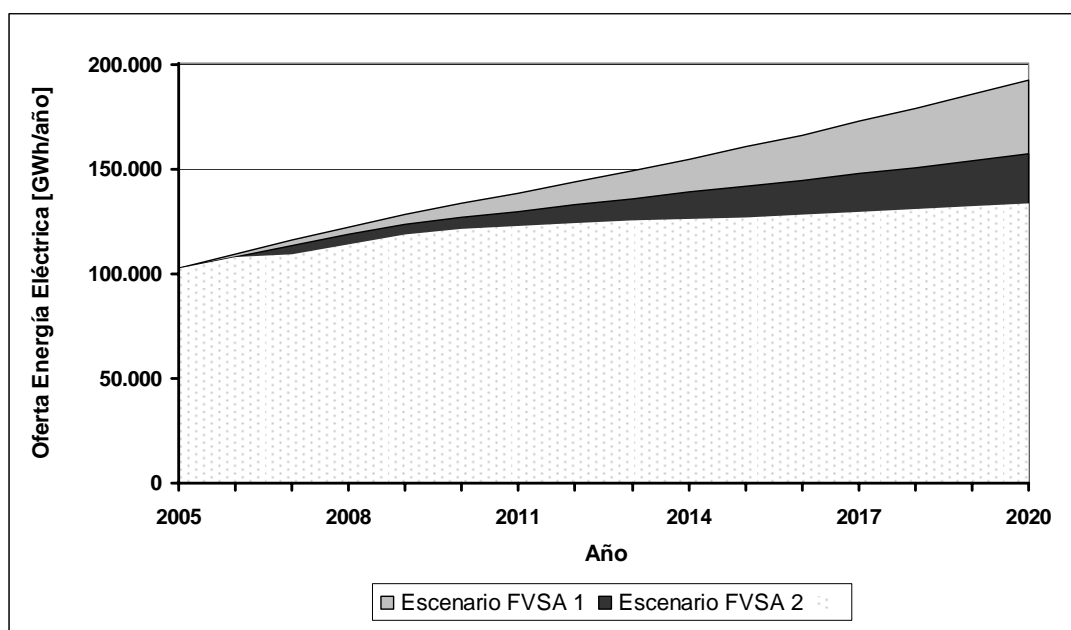


Figura 38. Evolución de la Oferta de Energía Eléctrica en el período 2006-2020 según los Escenarios de Referencia, FVSA 1 y FVSA 2.

13.1 Sector Industrial

En el caso del Sector Industrial, vemos que el ahorro está dado principalmente por la magnitud que adquiere este sector en el escenario a 2020 respecto a los otros, lo que compensa un potencial de ahorro relativo dentro del sector sustancialmente menor que en el caso de los sectores Residencial y Comercial y Público. En términos absolutos el ahorro para el año horizonte es de 9.254 GWh/año (11,6%) en el *Escenario FVSA 1* y 11.374 GWh/año (14,3%) en el *FVSA 2*. Un detalle puede verse en la Tabla 83.

Tabla 83. Potencial de ahorro en el Sector Industrial por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.

Escenario FVSA 1					
	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
SAMEs	0	572	3.898	8.058	87,1%
No SAMEs	0	150	661	1.196	12,9%
Total Ahorro Industrial	0	722	4.559	9.254	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					31,6%
Total Industrial Referencia				79.700	11,6%
Escenario FVSA 2					
<i>Ahorro Sector Industrial</i>	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
SAMEs	0	572	4.352	8.982	79,0%
No SAMEs	0	300	1.323	2.392	21,0%
Total Ahorro Industrial	0	871	5.675	11.374	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					23,1%
Total Industrial Referencia				79.700	14,3%

En la tabla puede verse que en el escenario FVSA 1 un gran porcentaje del ahorro (87%) está determinado por los motores eléctricos industriales. Es importante que, a su vez este ahorro en SAMEs no está concentrado exclusivamente en la tecnología de los motores eléctricos propiamente dichos, sino que se halla distribuida en medidas de control de la velocidad y Buenas Prácticas de Diseño. Operación y Mantenimiento de las instalaciones, por lo que para capturar este potencial de ahorro debe actuarse sobre un programa integral en el sector. (Ver sección 10.2 Sector Industrial)

En la Tabla 84 puede observarse la desaceleración que experimenta la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica del sector en los tres escenarios.

Tabla 84. Tasa anual promedio de crecimiento según distintos escenarios.

Tasa anual promedio de crecimiento	Referencia	FVSA 1	FVSA 2
Período 2005-2010	5,9%	5,6%	5,5%
Período 2010-2015	4,8%	3,5%	3,2%
Período 2015-2020	4,8%	3,8%	3,6%
Período 2005-2020	5,2%	4,3%	4,1%

13.2 Sector Residencial

El Sector Residencial muestra un ahorro muy importante debido a dos circunstancias fundamentales, un gran potencial de ahorro en cada uno de los usos finales por un lado, y una relativa corta vida útil de los artefactos por el otro, que permiten que estos potenciales puedan ser captados ampliamente. Este valor alcanza en el año horizonte los 9.470 GWh/año (24%) en el *Escenario FVSA 1* y los 17.900 GWh (46%) en el *Escenario FVSA 2* del consumo en el sector residencial. Un detalle de los resultados se muestra en la Tabla 85.

Tabla 85. Potencial de ahorro en el Sector Residencial por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.

Escenario FVSA 1					
	2006	2010	2015	2020	Ahorro (2020) %
Heladeras y freezers	0	142	1.010	3.423	36,1%
Iluminación	0	2.019	2.461	2.965	31,3%
Standby	0	38	1.028	2.436	25,7%
A/A	0	4	199	498	5,3%
Lavarropas	0	2	69	148	1,6%
Total Ahorro Residencial	0	2.206	4.766	9.470	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					31,9%
Ahorro % respecto Referencia (39.215 GWh)					24,1%
Escenario FVSA 2					
	2005	2010	2015	2020	Ahorro (2020) %
Heladeras y freezers	0	1.183	4.360	8.278	46,3%
Iluminación	0	4.038	4.922	5.930	33,1%
Standby	0	0	1.470	2.749	15,4%
A/A	0	6	273	682	3,8%
Lavarropas	0	4	120	259	1,4%
Total Ahorro Residencial	0	5.231	11.145	17.897	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					36,4%
Ahorro % respecto Referencia (39.215 GWh)					45,6%

Como se puede apreciar el potencial está concentrado en tres usos finales: heladeras y freezers, iluminación y standby. En el caso del Escenario FVSA 1 los tres usos finales participan del ahorro en forma muy similar. Sin embargo en el Escenario FVSA 2 en donde se aplica un esquema muy fuerte para captar el potencial de heladeras y freezers y también en iluminación, estos dos pasan a ser preponderantes, fundamentalmente en las heladeras en donde se pasa de los 3.423 GWh/año de ahorro (FVSA 1) a los 8.278 GWh/año en el FVSA 2. El standby por tener poco peso en términos de consumo absoluto pierde importancia.

La Figura 39 muestra la distribución porcentual de los ahorros por usos finales en cada escenario.

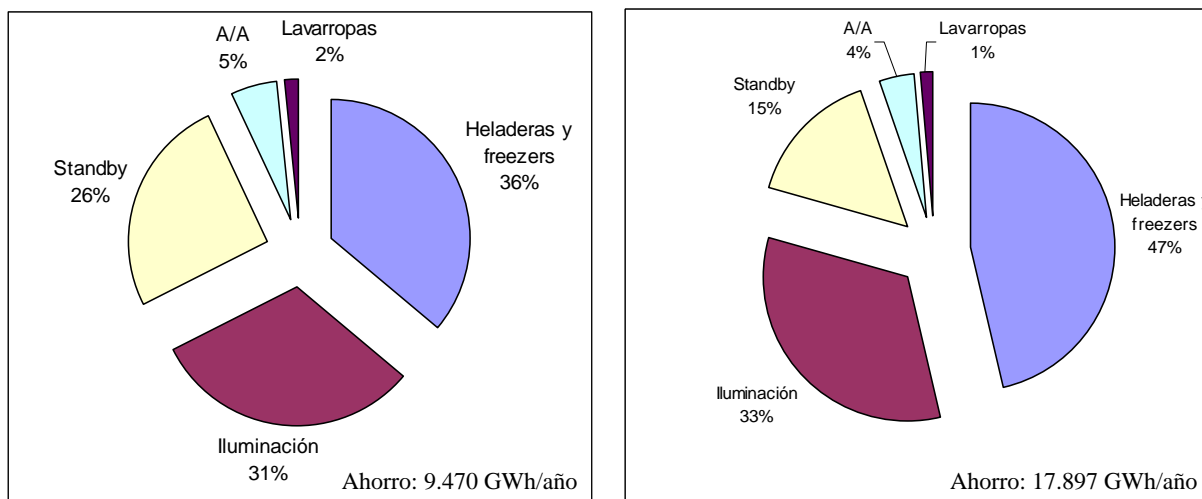


Figura 39. Ahorro porcentual en el Sector Residencial por uso final en el Escenario FVSA 1 (izquierda) y FVSA 2 (derecha) en el año 2020.

La Tabla 86 detalla el comportamiento de algunas de las variables características de este sector en el año horizonte para los tres escenarios.

Tabla 86. Comportamiento del Sector Residencial frente a los tres escenarios.

Variables	Referencia	FVSA 1	FVSA 2
Consumo por usuario año 2020 (kWh/año)	3.000	2.301	1.630
Tasa promedio anual de crecimiento en el período 2005-2020	2,8%	1,0%	-1,3%

Nota: en el año 2006 el consumo por usuario es de 2.300 kWh/año.

En ambos escenarios el consumo energético del sector alcanza un máximo y luego en el escenario FVSA 1 se alcanza dentro del período de análisis una meseta en el consumo, mientras que en el FVSA 2 la declinación en el uso de energía eléctrica es marcada.

13.3 Sector Comercial y Público

El Sector Comercial y Público al igual que el sector residencial, muestra un potencial de ahorro muy importante debido a un gran potencial de ahorro en cada uno de los usos finales por un lado, y una relativa corta vida útil de los usos finales por el otro que permite que estos potenciales puedan ser captados am-

pliamente. El ahorro asciende a los 9.000 GWh/año (27%) en el *Escenario FVSA 1* y los 16.700 GWh/año (50%) en el *Escenario FVSA 2*. Un detalle de los resultados se muestra en la Tabla 87.

Tabla 87. Potencial de ahorro en el Sector Comercial y Público por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.

Escenario FVSA 1					
<i>Ahorro Sector C&P</i>	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
Iluminación	0	1.719	3.552	6.493	71,9%
No Iluminación	0	204	1.314	2.539	28,1%
Total Ahorro C&P	0	1.923	4.866	9.032	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					30,8%
Total C&P Referencia				33.184	27,2%
Escenario FVSA 2					
<i>Ahorro Sector C&P</i>	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
Iluminación	0	2.312	6.424	12.481	74,7%
No Iluminación	0	336	2.233	4.232	25,3%
Total Ahorro C&P	0	2.648	8.657	16.713	100,0%
Subtotal Sector Eléctrico					34,0%
Total C&P Referencia				33.184	50,4%

En este caso el uso final con mayor potencial de ahorro es la iluminación abarcando entre un 70 y 75% de las posibilidades en ambos escenarios alternativos. A diferencia del sector residencial y en coincidencia con lo que sucede en el sector industrial en necesario desarrollar en este sector además de un recambio tecnológico, programas de gestión integrada de los edificios que incluyan buenas prácticas de diseño, y operación y mantenimiento de las instalaciones. (ver sección 10.3 Sector Comercial y Público)

13.4 Otros

Tabla 88. Potencial de ahorro en el Sector Comercial y Público por uso final en el período 2006-2020 en GWh/año.

Escenario FVSA 1					
<i>Ahorro Otros</i>	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
Alumbrado Público	0	408	953	1.108	%
Transformadores de distribución					
Total Ahorro Otros					
Subtotal Sector Eléctrico					
Total Otros Referencia					
Escenario FVSA 2					
<i>Ahorro Sector C&P</i>	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
Alumbrado Público	0	685	1.359	1.581	%
Transformadores de distribución					
Total Ahorro Otros					
Subtotal Sector Eléctrico					
Total Otros Referencia					

13.5 Ahorros a nivel de los usos finales

Claramente el uso final con mayor potencial de ahorro es la iluminación (residencial, comercial y pública, y alumbrado público) sobre todo si se considera que el ahorro puede ser obtenido muy rápidamente merced a una corta vida útil de los equipos. Siguen en importancia los sistemas accionados por motores eléctricos industriales, y las heladeras y freezers y el standby en el sector residencial. En el rubro *Otros* quedan involucrados los equipos de aire acondicionado y lavarropas residenciales, otros en industria y comercial y público, los transformadores eléctricos de distribución y la normativa edilicia. (ver detalle Tabla 89 y Figuras 40 y 41)

Tabla 89. Ahorro de energía por uso final en GWh/año en año 2020.

Uso final	FVSA 1	FVSA 2
Iluminación Total	10.566	19.992
Residencial	2.965	5.930
Comercial y Público	6.493	12.481
Alumbrado Público	1.108	1.581
Motores eléctricos	8.058	8.982
Heladeras y freezers	3.069	8.278
Standby residencial	2.436	2.749
Otros	5.191	9.183
Total	29.319	49.184

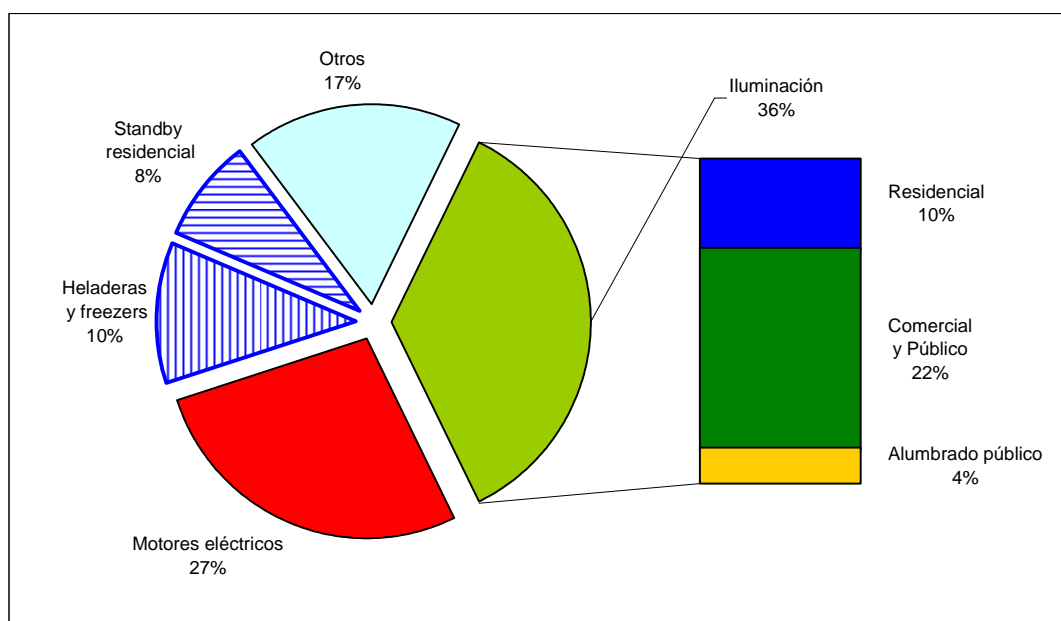


Figura 40. Distribución del ahorro de energía por usos finales en el año 2020 en el Escenario FVSA 1.

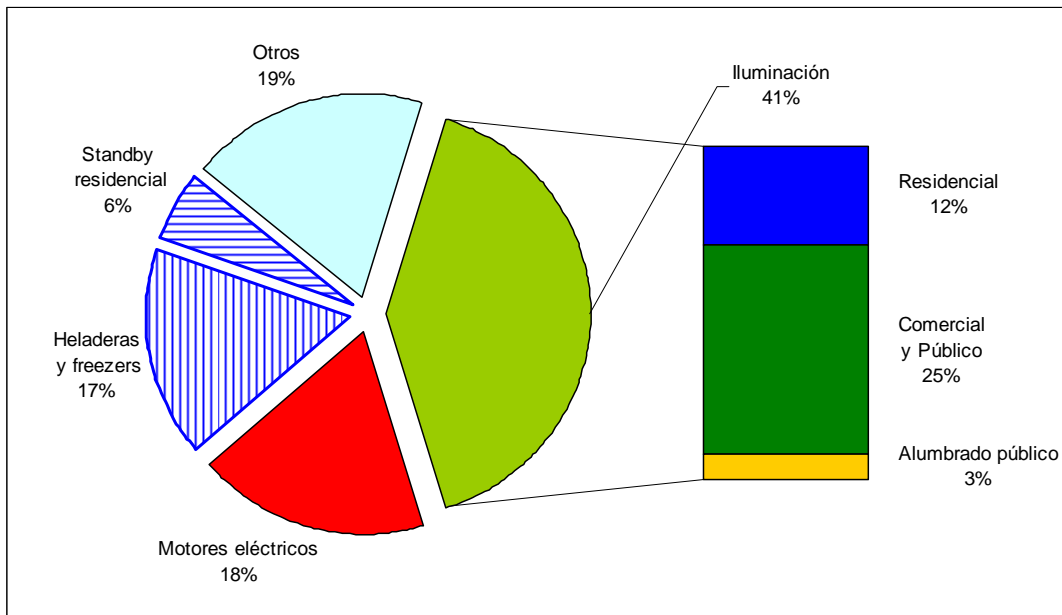


Figura 41. Distribución del ahorro de energía por usos finales en el año 2020 en el Escenario FVSA 2.

A nivel centrales eléctricas

La reducción en la demanda de energía eléctrica derivada de los escenarios alternativos se convierte consecuentemente en una reducción de la oferta eléctrica necesaria para cubrirla, esto es, una menor necesidad de incorporar nuevas centrales eléctricas al sistema.

El parque de centrales eléctricas puede estar constituido por diferentes tipos a saber: termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles, termonucleares e hidroeléctricas. En el escenario de referencia se ha determinado que el aumento de la demanda se cubriría esencialmente con centrales térmicas impulsadas a gas natural y con centrales hidroeléctricas en menor medida.

Como resultado de los escenarios alternativos es posible evitar la construcción de un importante número de emprendimientos. El criterio a utilizar en la selección de los emprendimientos a evitar, puede depender de varios factores a saber: técnicos, económicos, políticos y ambientales. Una correcta evaluación de estos factores excede el alcance de este estudio. No obstante cabe mencionar que, desde el punto de vista ambiental todos los métodos convencionales conllevan inevitablemente un impacto. La utilización de combustibles fósiles en centrales termoeléctricas: contaminación atmosférica y el incremento de la emisión de GEI, las termonucleares: contaminación radioactiva y problemas derivados de la inexistencia de sitios de disposición segura para los residuos de alta actividad, y las centrales hidroeléctricas, fundamentalmente en climas subtropicales y tropicales: un importante impacto en ecosistemas y el hombre.

Dada la complejidad entonces del tema se ha optado en esta instancia por estimar cuál es la reducción de los impactos ambientales suponiendo que la oferta eléctrica evitará la construcción de centrales termoeléctricas de ciclo combinado que quemarán gas natural. El cálculo es estimativo, ya que una correcta determinación requiere de un estudio de simulación del despacho eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que considere la demanda ajustada como consecuencia de la implementación de las medidas de eficiencia energética, que no es objeto de estos escenarios.

Los resultados son los que se aprecian en la Tabla 90.

Tabla 90. Entrada de centrales eléctricas en el período 2005-2020 según el Escenario de Referencia y el Escenario Alternativo FVSA 1 y 2.

	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Escenario Referencia			
Potencia nuevos proyectos MEM (MW)	2.356	5.420	7.142
Factor de reserva	18,2% (2010)	17,9% (2015)	20,7% (2020)
Escenario FVSA 1			
Potencia nuevos proyectos MEM (MW)	2.356	4.620	3.142
Factor de reserva	18,2% (2010)	25,4% (2015)	25,9% (2020)
Diferencia en MW	0	800	4.000
Diferencia en cantidad de centrales (*)	0	1	5
Escenario FVSA 2			
Potencia nuevos proyectos MEM (MW)	2.356	2.220	750
Factor de reserva	18,2% (2010)	27,6% (2015)	26,9% (2020)
Diferencia en MW	0	3.200	6.400
Diferencia en cantidad de centrales (*)	0	4	8

(*) Se considera un módulo de 800 MW en central de ciclo combinado.

Como puede observarse, los Escenarios Alternativos conducen a una interesante reducción en la construcción de nuevos emprendimientos de centrales. Las medidas, recién empiezan a tener efecto en el período 2010-2015, y resultan más contundentes en el 2015-2020 en donde las políticas de promoción de la eficiencia comienzan a ser más efectivas ya que la demanda de electricidad reduce considerablemente su ritmo de crecimiento.

14. SECTOR DEL GAS NATURAL

El Escenario de Gas Natural ha sido construido a los efectos de comenzar a estimar los potenciales y las magnitudes de las que podría hablarse si se hace eficiencia en este sector. Las medidas identificadas son: i) reducción en el consumo de centrales por eficiencia en el sector eléctrico, ii) eficiencia en el sector industrial, iii) normativas constructivas en el sector residencial y iv) eficiencia en el equipamiento residencial.

Tabla 91. Escenarios de consumo de gas en el período 2006-2020 en centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.

	2005	2010	2015	2020	Ahorro %
ESCENARIO DE REFERENCIA					
Centrales eléctricas	12.686	16.853	19.875	22.806	
Industrial	11.021	13.289	14.739	15.912	
Residencial	7.492	8.317	8.992	9.456	
Total	31.199	38.459	43.606	48.174	
AHORRO EN EL ESCENARIO FVSA					
Centrales eléctricas FVSA 1	0	1.299	3.572	6.514	
Centrales eléctricas FVSA 2	0	2.337	6.374	10.927	
Sector Industrial	0	573	1.562	2.432	

Sector Residencial (norm. + artefactos)		0	266	607	1.040	
Ahorro total FVSA 1	MMm ³ /año	0	2.334	6.374	10.967	22,7%
	MMm ³ /día	0	5,9	15,7	27,4	
Ahorro total FVSA 2	MMm ³ /año	0	3.176	8.543	14.399	29,9%
	MMm ³ /día	0	8,7	23,4	39,5	

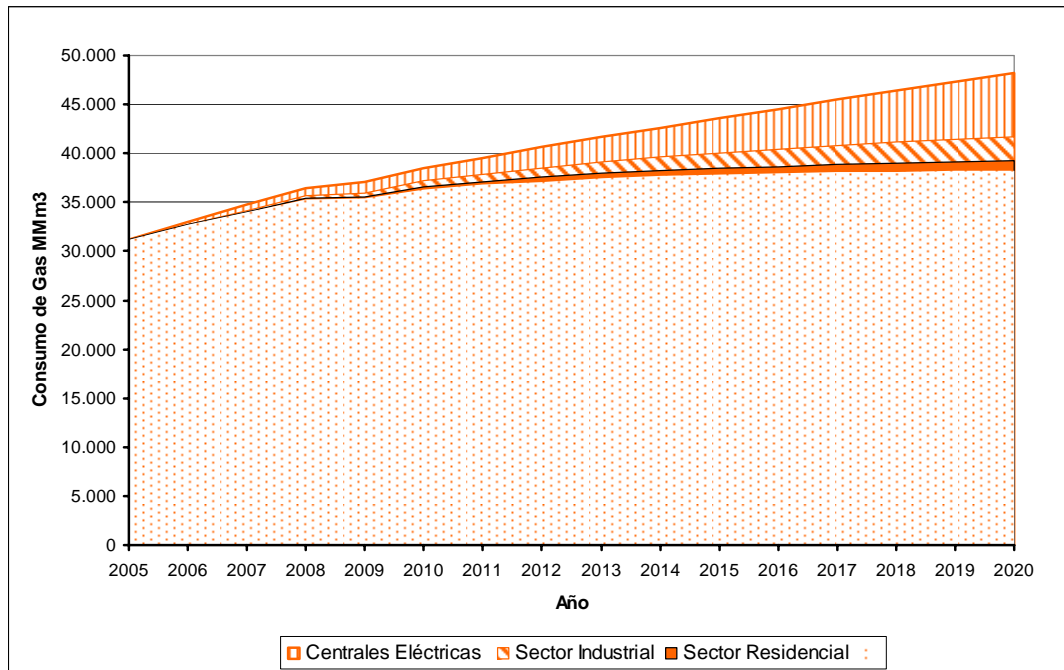


Figura 42. Escenarios FVSA 1 de consumo de gas en el período 2006-2020 en centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.

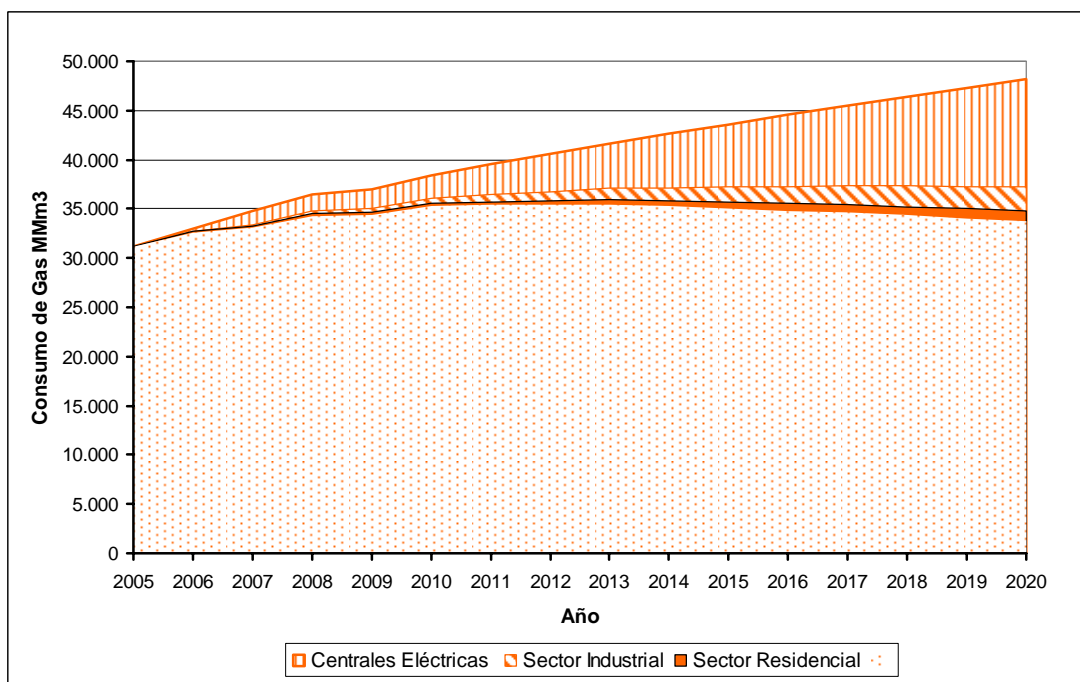


Figura 43. Escenarios FVSA 2 de consumo de gas en el período 2006-2020 en centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.

15. AHORRO DE EMISIONES DE GEI

Dada la naturaleza del parque de centrales, fundamentalmente térmico de ciclo combinado que funcionan con gas natural y dado que el escenario contempla el diferimiento en la construcción de este tipo de centrales es que se obtiene una fuerte reducción en las emisiones. En este escenario además de la reducción proveniente del Gas Natural se obtiene una disminución en las emisiones de otro tipo de combustibles.

En los Escenarios FVSA 1 y 2 podrían evitarse al menos entre 4 a 8 centrales térmicas de 800 MW respectivamente en el año horizonte. En estos escenarios también intervienen otros combustibles, consecuentemente, en este caso, el **ahorro de emisiones de CO₂**, podría alcanzar un máximo que oscilaría entre los 14.198 Gg CO₂ y los 23.817 Gg CO₂ (29 a 48% de ahorro en emisiones) en el sector eléctrico.

Adicionalmente se tienen los ahorros en los sectores industrial y residencial con medidas de eficiencia en artefactos de gas natural y normas constructivas en este último.

Los valores obtenidos se sintetizan en la Tabla 92 y en las Figuras 44 y 45.

Tabla 92. Escenarios de emisiones provenientes de Centrales Eléctricas y consumo de gas natural en los sectores Industrial y Residencial en Gg CO₂.

	2006	2010	2015	2020	Ahorro %
ESCENARIO DE REFERENCIA					
Centrales eléctricas	31.220	36.169	43.702	49.708	
Industrial	21.718	25.226	28.450	30.881	
Residencial	14.764	16.051	17.445	18.448	
Total	67.702	77.447	89.598	99.037	
AHORRO EN EL ESCENARIO FVSA					
Centrales eléctricas FVSA 1	0	2.788	7.856	14.198	
Centrales eléctricas FVSA 2	0	5.008	14.016	23.817	
Sector Industrial	0	794	2.698	4.480	
Sctor Residencial	0	411	1.054	1.872	
Ahorro total FVSA 1	0	3.993	11.608	20.550	20,7%
Ahorro total FVSA 2	0	6.213	17.768	30.169	30,5%

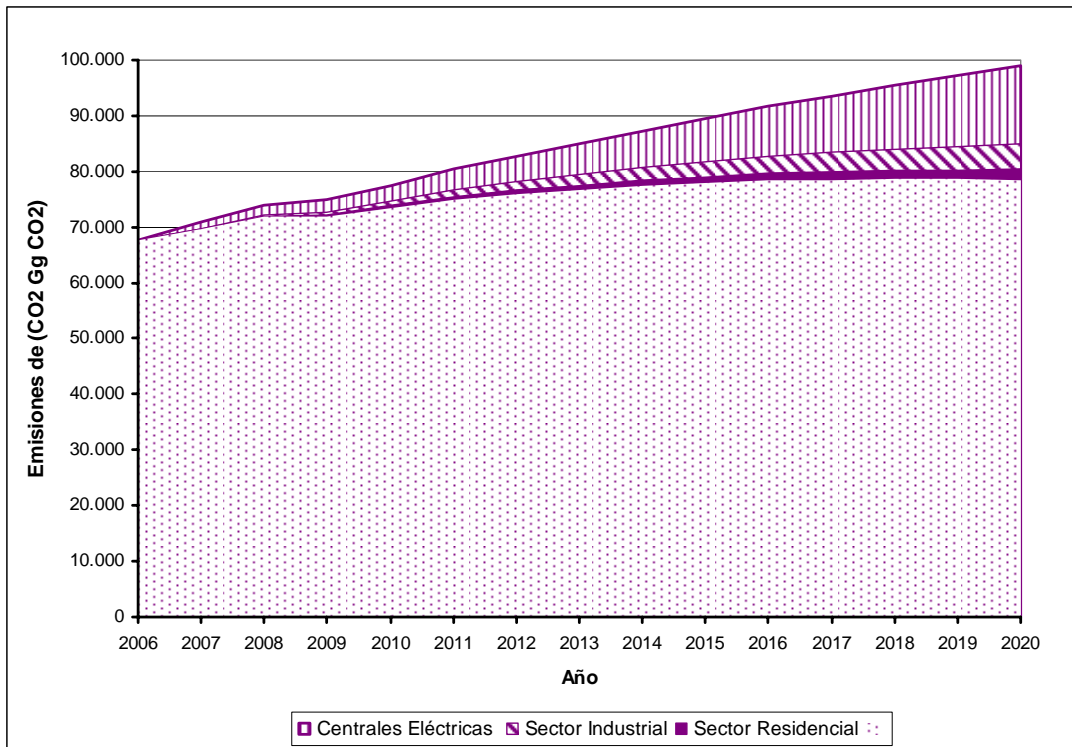


Figura 44. Escenarios FVSA 1 de Emisiones de GEI en el período 2006-2020 provenientes de centrales eléctricas, sector industrial y sector residencial.

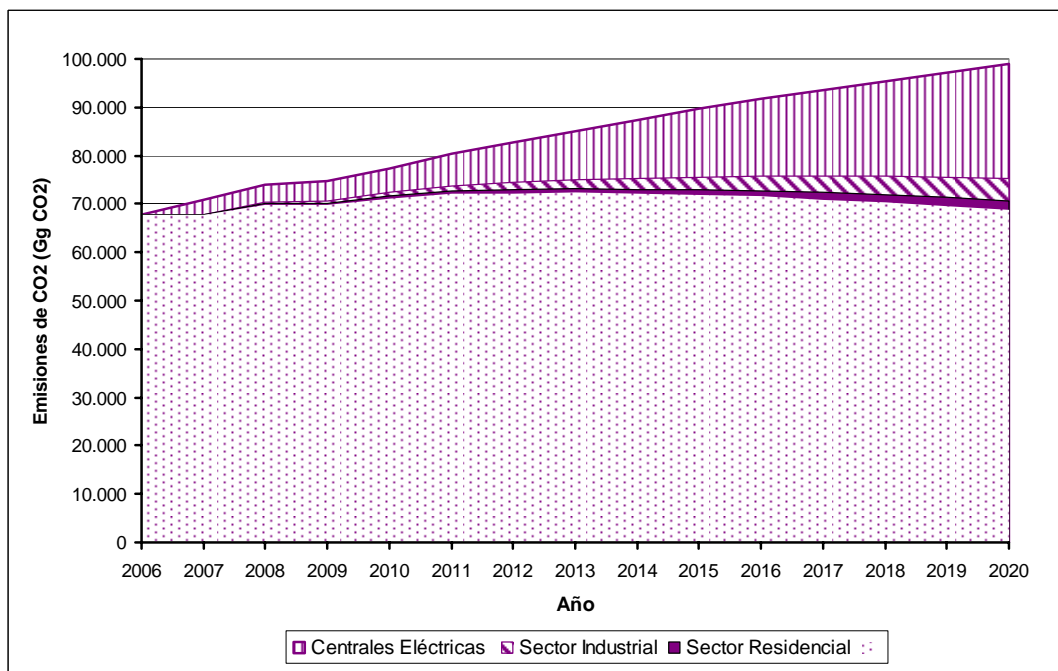


Figura 45. Escenarios FVSA 2 de Emisiones de GEI en el período 2006-2020 provenientes de Centrales Eléctricas, Sector Industrial y Sector Residencial.

16. BENEFICIOS ECONOMICOS

En el Capítulo 13.5 se determinó la reducción de la oferta eléctrica, como consecuencia de la reducción en la demanda de energía eléctrica derivada de los escenarios alternativos, en términos de módulos de 800 MW de Ciclos Combinados.

La postergación de incorporación de potencia de generación tiene asociada la postergación de las correspondientes inversiones y el ahorro de los costos financieros evitados.

En la estimación de los montos de requerimientos de inversión en generación, por subperíodo, se considera un costo unitario de Ciclo Combinado de US\$ 500 por kW de potencia instalada, que no incluye los costos asociados al suministro de gas (capacidad de transporte).

Para el Escenario FVSA 1, el período 2010 – 2015, la postergación de inversiones resulta en millones de US\$ 400, correspondiente a un CC de 800 MW. En tanto, para el subperíodo 2015 – 2020, el monto de inversión representa el costo de instalación de cinco (5) CC de 800 MW, totalizando millones US\$ 2.000.

Tabla 93. Tabla Postergación de inversiones en Centrales de Ciclo Combinado

	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Escenario Referencia			
Potencia nuevos proyectos MEM (MW)	2.356	5.420	7.142
Inversión (Miles US\$)	1.178.000	2.710.000	3.571.000
Escenario FVSA 1			
Potencia nuevos proyectos MEM (MW)	2.356	4.620	3.142
Diferencia en MW (1)	0	800	4.000
Inversión (Miles US\$) (2)	1.178.000	2.310.000	1.571.000
Diferencia en Miles de US\$	0	400.000	2.000.000
Escenario FVSA 2			
Potencia nuevos proyectos MEM (MW)	2.356	2.220	750
Diferencia en MW (1)	0	3.200	6.392
Inversión (Miles US\$) (2)	1.178.000	1.110.000	375.000
Diferencia en Miles de US\$	0	1.600.000	3.196.000

(1) Se asume Ciclos Combinados

(2) Se considera costo unitario instalación de Ciclo Combinado de US\$/kW **500**

Los menores requerimientos de incorporación de generación, que surgen de los escenarios, implican también ahorros de consumo de gas natural asociados a las postergaciones de potencia de generación.

A fin de obtener una estimación gruesa de los ahorros de gas natural en generación térmica se consideraron los consumos de gas natural del parque térmico por subperíodos, que surgen de las simulaciones realizadas para cada escenario (Referencia y los dos escenarios alternativos), valorizados a la Tarifa ID de US\$/m³ 0,047638333, del Cuadro Tarifario del 1 de mayo de 2005 de Metrogas, como Precio de Referencia del GN, siguiendo el criterio establecido en el Anexo 13 de los Procedimientos del MEM.

Tabla 94. Ahorro de gas natural en generación térmica.

	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Escenario Referencia			
Consumo GN (10^3 m^3)	90.680.384	93.732.533	108.338.406
Costo (Miles US\$)	4.319.862	4.465.262	5.161.061
Escenario FVSA 1			
Consumo GN (10^3 m^3)	86.777.047	80.780.928	81.905.803
Costo (Miles US\$)	4.133.914	3.848.269	3.901.856
Ahorro GN (10^3 m^3)	3.903.337	12.951.605	26.432.603
Ahorro en Miles de US\$	185.948	616.993	1.259.205
Escenario FVSA 2			
Consumo GN (10^3 m^3)	82.970.259	70.426.884	63.002.780
Costo (Miles US\$)	3.952.565	3.355.019	3.001.347
Ahorro GN (10^3 m^3)	7.710.126	23.305.649	45.335.626
Ahorro en Miles de US\$	367.298	1.110.242	2.159.714

(2) Se considera costo unitario GN Tarifa ID Metrogas US\$/m³ **0,047638333**, del Cuadro Tarifario del 1 de mayo de 2005, como Precio de Referencia del GN. Anexo 13 de Los Procedimientos del MEM.

Es de notar que en esta estimación de los ahorros no se han considerado los costos de los gasoductos, de la expansión de las redes de transmisión y distribución de la energía eléctrica, el eventual incremento en el costo de los energéticos ni las externalidades ambientales.

El costo de implementación de una política energética que promueva la eficiencia energética tal como se la desarrolla en forma sintética en la sección 17 de este trabajo no es objeto de este trabajo. Sin embargo resulta interesante al menos arrimar una estimación a partir de la información con que se cuenta de otros programas en el mundo y alguna proveniente de la Argentina.

En general la información que proviene acerca de la relación costo / beneficio de la aplicación de estas políticas muestran que el ahorro tiene un costo varias veces menor que el beneficio económico que producen. Esto no es de extrañar ya los programas de eficiencia energética son intrínsecamente diseñados de esta manera. La aplicación, por ejemplo, del costo del ciclo de vida como límite en los procesos de decisión de las políticas a desarrollar es una garantía de que los eventuales sobrecostos iniciales sean compensados por un menor consumo energético.

Pero por supuesto que existe un costo que conlleva el iniciar, administrar, operar y monitorear estos programas para lo cual deben destinarse recursos humanos y financieros.

En EEUU se considera que la relación beneficio / costo de la aplicación de los estándares de eficiencia será de 3,5 veces durante el período 1990 – 2010. Pero estos beneficios seguirán produciéndose luego del 2010.

El costo total en los EEUU de la implementación de los programas de eficiencia para el gobierno federal ha sido de millones US\$(1995) 104 acumulado en el período 1978-1996.

Existe un Proyecto GEF de Eficiencia Energética presentado en diciembre de 2005 para su promoción en la Argentina, para un lapso de 6 años se calculan un costo total de millones US\$ 100.

El proyecto contempla las siguientes actividades:

- 1) Creación del Fondo para la Eficiencia Energética
- 2) Desarrollo de un programa en distribuidoras de energía eléctrica
- 3) Desarrollo de financiación, tarifas etc. Para la promoción de la eficiencia energética
- 4) Programa de estandarización, verificación, certificación y etiquetado
- 5) Desarrollo de ECOs
- 6) Programas de información, entrenamiento y difusión
- 7) Monitoreo y evaluación

A partir de esta base podemos suponer que para un lapso de 15 años y con un número mayor de actividades un programa de eficiencia energética podría tener aproximadamente un costo que estaría entre los millones US\$ 250 y millones US\$ 350.

Este costo es sensiblemente inferior a los ahorros ya descritos en esta misma sección.

17. ESCENARIOS FVSA Y POLÍTICAS A IMPLEMENTAR EN LA ARGENTINA

Si bien no es objeto de este trabajo un desarrollo completo y exhaustivo de una política en eficiencia energética, se enumerarán algunos principios básicos necesarios y algunas medidas generales que la constituyen.

Existen varias barreras que impidan el pleno aprovechamiento del potencial de ahorro energético. Acercarnos a dicho potencial, representado por los Escenarios FVSA, sólo es posible si se aplica una política de eficiencia energética permanente y abarcativa, que revista el carácter de política de estado. La permanencia en el tiempo es necesaria por varios motivos. En primer lugar los potenciales beneficiarios necesitan una continuidad en el mensaje en lugar de mensajes cambiantes. La continuidad en el mensaje no sólo fomenta de concientización de los usuarios energéticos sino también para la formación de profesionales y técnicos y de empresas que puedan ofrecer productos y servicios en la promoción de la eficiencia energética. Por otro lado, la mayoría de las medidas tardan un tiempo antes de tener efecto, aun cuando los usuarios hayan decidido aceptar las medidas. La vida útil de muchos artefactos de consumo energético determina que, en la mayoría de los casos, las oportunidades de ahorro se presenten en el momento de reemplazo de los mismos, por modelos más eficientes. Un caso extremo son las medidas de ahorro en la envolvente de los edificios, que pueden durar 100 años o más, pero con las mejores posibilidades de ahorro en el momento de su construcción. La continuidad en el tiempo también permite a la sociedad programar las inversiones en laboratorios y en infraestructura para apoyar los programas de eficiencia energética. Por último, es necesario que se consolide una institucionalidad en torno de la eficiencia energética que facilite la cooperación pública - privada.

En cuanto a los actores que participan en este proceso, y que deberán articular las distintas medidas enumeradas se encuentran el Poder Ejecutivo (ministerios, secretarías, subsecretarías, direcciones, entre otras), el Poder Legislativo, y la sociedad civil en general (empresas privadas, ONGs, etc.).

Existe un amplio conjunto de políticas y medidas para la promoción de la eficiencia energética. Los Escenarios FVSA se han desarrollado privilegiando los instrumentos que se presentan a continuación.

17.1 Sistema de Etiquetado de Eficiencia Energética

Un sistema de etiqueta informa al usuario sobre el consumo y/o costo energético de determinados artefactos energéticos, para que sea tenido en cuenta en el momento de compra de los mismos. (ver sección 6.5.1.)

Estado actual

El sistema de etiquetado que actualmente se está desarrollando en la Argentina tuvo su origen en el 1995 cuando la Secretaría de Energía inició el Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos del Hogar (PROCAEH) con el fin de mejorar la eficiencia energética de heladeras, freezers y otros electrodomésticos.

En 1996, los grupos de trabajo de PROCAEH decidieron adoptar el diseño europeo de etiqueta de eficiencia energética de heladeras y freezers para su aplicación en la Argentina por ser uno de los artefactos electrodomésticos más intensivos en el uso de la energía eléctrica. Durante 1997 y 1998 IRAM desarrolló una serie de normas para la medición del consumo energético de heladeras con o sin compartimentos de baja temperatura y para especificar el diseño de la etiqueta. En reuniones del PROCAEH, la Secretaría de Energía presentó la posibilidad de que el uso de la etiqueta sea obligatorio en una primera instancia para heladeras y freezers para luego extender el proceso a otros electrodomésticos. Debido a que fueron representantes de los mismos fabricantes que promovieron la selección del diseño de etiqueta, no se esperaba una oposición a su puesta en marcha. En una reunión de PROCAEH (15 de oct. de 1998) que contó con la participación de los principales fabricantes, ellos mismos insistieron en la implantación de un sistema obligatorio de etiquetado de heladeras y freezers para todas las unidades vendidas en el país, sean nacio-

nales o importadas. Se emitió entonces la Resolución 319/99 de la entonces Secretaría de Industria, Comercio y Minería que regla la aplicación de la Etiqueta.

La Resolución 319/99 establece que: *“los aparatos eléctricos de uso doméstico podrán ser comercializados cuando estén provistos con una etiqueta en la que se informe el rendimiento o eficiencia energética ... junto con una ficha informativa, que acompañará a las respectivas instrucciones de uso, en la que también se indiquen estas características, según lo prevea la Norma IRAM correspondiente.”*

En la misma Resolución también se determina un esquema en donde la Secretaría de Energía a través del PROCAE establece las prioridades acerca de cuáles artefactos serán etiquetados y que la Subsecretaría de Defensa de la Competencia y Defensa del Consumidor (SDCyDC) de la Secretaría de Industria deberá encargarse del efectivo cumplimiento y control de lo establecido en esta resolución.

El proceso de etiquetado requiere de laboratorios acreditados ante el Órgano Argentino de Acreditación (OAA) y la SDCyDC para realizar las mediciones del consumo en forma independiente y confiable.

A través de un proceso liderado por la Secretaría de Energía, desarrollado entre los años 2003 y 2005, la citada Resolución 319/99 fue complementada por la Resolución 35/05 de la Secretaría de Coordinación Técnica que determina un cronograma de entrada en vigencia escalonada de la etiqueta de eficiencia energética para refrigeradores y freezers domésticos en función de su tipo: dos fríos, un frío y freezers. En el año 2005, con la acreditación del primer laboratorio de ensayos ante la SDCyDC se cumplió de esta forma con el último requisito necesario para comenzar efectivamente el proceso del etiquetado, que la Resolución 35/05 lanzó como régimen obligatorio de certificación. En definitiva la norma establece que los modelos de heladeras de dos fríos deberán estar etiquetados en forma obligatoria a partir del 28 de marzo de 2006, heladera de un frío en octubre de 2006 y freezers en setiembre de 2007.

En el 2004, y a raíz del ímpetu que estaba tomando el sistema de etiquetado y las tareas por seguir, fue creado dentro del Instituto Argentino de Normalización (IRAM), el Subcomité de Eficiencia Energética que en principio está abocado al establecimiento de la normativa necesaria para la realización de los ensayos de eficiencia energética y de aquella que determina las etiquetas de eficiencia energética, dirigida a artefactos que consumen energía eléctrica.

En el año 2004 este Subcomité elaboró la normativa de etiquetado en eficiencia energética en: *Lámparas Eléctricas Parte I* (incandescentes) finalizada y la *Parte II* (fluorescentes) que ya ha pasado por la etapa de discusión pública con observaciones menores. También se avanzó sobre la normativa sobre *Motores de Inducción trifásicos* que también pasó la instancia de discusión pública pero, en este caso, con algunas observaciones más sustanciales.

Cabe mencionar que el Programa de Iluminación Eficiente (Efficient Lighting Initiative, ELI), que comprendía Argentina y seis países más, ya había desarrollado una serie de normas de eficiencia energética para lámparas fluorescentes y para el alumbrado público. Dichas normas incluían otros factores, tales como las características eléctricas y lumínicas, la vida útil y otros parámetros de las lámparas que son importantes en la toma de decisión respecto a una adquisición acertada de lámparas eficientes.

En agosto de 2005 comenzó, en el mencionado Subcomité de IRAM, el proceso de elaboración de la normativa de etiquetado de eficiencia energética para equipos de aire acondicionado domiciliario.

También cabe mencionar que se realizaron hace algunos años, luego de la normativa de heladeras y freezers domésticos, reuniones por el tema de lavarropas pero este trabajo no ha sido continuado, y tampoco está siendo impulsado en este momento, dada su complejidad y el poco potencial de ahorro que tiene este electrodoméstico frente a otros.

Políticas a desarrollar

- a) Finalizar las normas de motores eléctricos, y equipos de aire acondicionado y establecer un cronograma de implementación para todas las etiquetas de eficiencia energética que deben implementarse.
- b) Comenzar la elaboración de etiquetas de eficiencia energética en al menos i) consumo en modo de espera en equipos electrónicos (standby), ii) balastos para lámparas fluorescentes , y iii) transformadores de distribución de energía eléctrica.
- c) Emitir la resolución que permita la instrumentación de la etiqueta de eficiencia energética en los artefactos de gas y comenzar con el proceso de etiquetado.
- d) Emitir la resolución que permite el etiquetado energético para la construcción de edificios, especialmente viviendas.
- e) Promover la instalación de los laboratorios de ensayo acreditados necesarios para la verificación de las clases de eficiencia en todos aquellos casos en que estos no existieran.
- f) Dotar de los recursos humanos y económicos necesarios a los organismos encargados de implementar y fiscalizar estos sistemas. Actualmente las tareas se reparten de la siguiente forma: i) la concepción y seguimiento de estos programas se encuentra en la Dirección Nacional de Promoción dependiente de la Secretaría de Energía, ii) la fiscalización del cumplimiento de las etiquetas por parte de las empresas fabricantes y los puntos de venta es realizada por la Dirección Nacional de Comercio Interior , y iii) el desarrollo de la normativa correspondiente en el ámbito del Subcomité de Eficiencia Energética se efectúa en IRAM.
- g) Armonizar los procesos de etiquetado con los otros esfuerzos que se están produciendo simultáneamente en la región. Particularmente, la Comisión Panamericana de Normas Técnicas (COPANT) y los respectivos órganos del Mercosur.
- h) Instrumentar un programa de difusión y comunicación de los sistemas de etiquetado, aprovechando los distintos actores de la sociedad civil, p.e. ONGs.

17.2 Estándares de eficiencia mínima

Estado actual

En relación a los Estándares de Eficiencia Mínima o Valores de Consumo Máximo conocidos en inglés como *Minimum Efficiency Performance Standards* (MEPS) no se ha realizado al momento ningún tipo de avance en el país. La única excepción es en el caso de viviendas de interés social con financiación oficial (ver Sec. 11). Muchos países tienen programas MEPS para una gran variedad de artefactos energéticos, incluyendo los edificios. Para poner en marcha similar en Argentina, deberá generarse, en primer término, la legislación que permita el establecimiento de estos estándares y con ellos la prohibición de comercializar aquellos aparatos que no cumplan con los mínimos requerimientos de eficiencia que sean determinados oportunamente.

Políticas a desarrollar

- a) Desarrollar la legislación necesaria para establecer estándares de eficiencia mínima en artefactos que consumen energía eléctrica.
- b) Idem a) para artefactos de gas
- c) Establecer un cronograma de puesta en vigencia de dichos estándares en: heladeras y freezers domésticos, lámparas eléctricas, equipos electrónicos en modo de espera, motores eléctricos de

Esta dirección es dependiente de la Subsecretaría de Defensa del Consumidor de la Secretaría de Coordinación Técnica del Ministerio de Economía y Producción

inducción trifásicos, equipos de aire acondicionado, transformadores de distribución, en función de consideraciones técnico-económicas.

- d) Idem c) en calefones, termotanques, y calefactores a gas
- e) Idem c) para edificios del sector residencial y comercial y público

17.3 Buenas Prácticas en los Sectores Industrial y Comercial y Público

Las Buenas Prácticas (del inglés *Best Practices*) son metodologías de diseño, operación y mantenimiento de instalaciones que consumen energía, que resumen una serie de recomendaciones tecnológicas específicas para los distintos tipos de instalaciones (p.e. industria láctea, tintorerías, edificios comerciales, etc.) surgidas del estudio y la experiencia puestos al servicio de la eficiencia energética.

En general son transmitidas a partir de programas de capacitación, manuales de gestión, normativas de compra de equipamiento que consume energía, proyectos piloto de demostración, entre otras.

Estado actual

La Secretaría de Energía, a través del Proyecto de Incremento de la Eficiencia Energética y Productiva en la PYME Argentina (Proyecto PIEEP), que desarrolló en conjunto con el apoyo financiero y técnico de la Agencia de Cooperación Alemana (GTZ) entre los años 2000 y 2005, logro significativos avances en este tema. De esta experiencia se puede rescatar la elaboración de estudios de diagnóstico energético en empresas pertenecientes a los más diversos sectores, entre los cuales se pueden mencionar, lácteo (Buenos Aires, Córdoba, Entre Ríos), frigorífico (Ciudad de Buenos Aires), citrícola y azucarero (Tucumán), riego agrícola (Mendoza), conservación de frutas (Río Negro), secado de granos (Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba), metalmecánica (Buenos Aires, Mendoza). Estos estudios contienen recomendaciones para reducir los desperdicios de energía identificados, constituyendo una suerte de guías de buenas prácticas. Por otro lado, el Proyecto PIEEP editó manuales de buenas prácticas en eficiencia energética y productiva para los sectores lácteo (fabricación de queso) y secado de granos, que constituyen antecedentes importantes para el desarrollo de productos similares en otros sectores. Actualmente, la Secretaría de Energía, a través de la Dirección Nacional de Promoción, tiene a su cargo el desarrollo del PIEEP, que reconvertido en un subprograma prevé la continuidad en la elaboración de manuales de buenas prácticas para otros sectores de la industria.

En este sentido, y dada la experiencia del PIEEP, que ha demostrado con sus resultados que es posible encarar este tipo de acciones, se considera fundamental implementar programas sistemáticos e institucionalizados que cubran los diferentes subsectores industriales, así como también en los sectores comercial y público promovidos por el estado. Asimismo, pueden encontrarse, algunos casos en empresas privadas. Pero no resulta una modalidad muy extendida.

Políticas a desarrollar

- a) Implementar progresivamente programas de Buenas Prácticas en los distintos subsectores industriales priorizando aquellos con mayor potencial de ahorro. En este sentido, el modelo de Convenios Voluntarios con empresas puede ser un buen comienzo.
- b) Idem para las instalaciones de los edificios del sector comercial y público. Una primera etapa podría realizarse con carácter ejemplar dentro de la Administración Pública Nacional, a través de una normativa específica que instruya a las diversas dependencias de la APN a lograr resultados en materia de eficiencia energética. Posteriormente la experiencia recogida, deberá extenderse a otros niveles institucionales: provinciales, municipales, entre otros y a la actividad privada.
- c) Promover la realización de auditorías energéticas en los distintos sectores para caracterizar los consumos por subsectores, estacionalidad, comportamiento diario, tecnologías en uso, etc. Y dirigir mejor los esfuerzos señalados en 17.3.a y b.

17.4 Comunicación y difusión. Capacitación de profesionales

Este ítem constituye uno de los pilares de este tipo de políticas. Por un lado la difusión y comunicación de los sistemas de etiquetado de eficiencia a los consumidores que compran equipos y a los vendedores que asesoran al momento de compra. Por el otro, la capacitación de los profesionales involucrados: técnicos, diseñadores, operadores, etc. que deben poseer este conocimiento.

Esta tarea deberá ser coordinada por la Secretaría de Energía conjuntamente con el Ministerio de Educación, debiendo intervenir instituciones educativas en todos sus niveles así como también las Organizaciones No Gubernamentales interesadas en participar en el tema: asociaciones de consumidores, ambientales, entre otras.

Estado actual

Dentro del Programa de Iluminación Eficiente (ELI Argentina) se realizó un programa de capacitación de profesores de colegios en la concientización en el uso eficiente de la energía en las viviendas, sobre todo en la iluminación eficiente. A través del programa, se pudo llegar a una gran cantidad de alumnos de colegios primarios y secundarios. Se espera que dichos alumnos, a su vez, tendrían influencia en la capacitación de sus padres. Este modelo debería extenderse.

Por otro lado, no existe un programa coordinado para la difusión de los sistemas de etiquetado ni para el desarrollo de las capacidades técnicas necesarias.

Políticas a desarrollar

- a) Implementar programas de concientización, información y difusión de estos temas, orientados a i) los consumidores en general, ii) vendedores y iii) a los profesionales del área.
- b) Introducir la temática en la currícula de las carreras de estudio vinculadas con los temas energéticos o de instalaciones o sistemas que consumen energía. Por ejemplo: ingeniería, arquitectura, administración de empresas, entre otras.
- c) Desarrollar material de capacitación para Buenas Prácticas en los distintos subsectores industriales en coordinación con el punto 17.3.a.
- d) Idem c) para la capacitación de administradores energéticos en los edificios del sector comercial y público y en coordinación con el punto 17.3.b.
- e) Involucrar a la sociedad civil a partir de la coordinación de las iniciativas privadas tendientes a la mejora de la eficiencia

17.5 Otros mecanismos

Simultáneamente y en forma coordinada con el resto de los elementos que constituyen esta política se deberá:

- a) Instrumentar esquemas tarifarios acordes
- b) Generar los mecanismos de financiación que faciliten la diseminación de las tecnologías, instalaciones y modos de operación eficientes
- c) Promoción de las empresas de servicios energéticos

17.6 Marco legal y Regulatorio

Estado actual

Como ya fue mencionado en 17.1. existe tan sólo una resolución que habilita al etiquetado de eficiencia energética en artefactos eléctricos residenciales. Se carece de la correspondiente para artefactos de gas, edificios, equipos energéticos no residenciales, etc.

No existe legislación respecto a la implementación de Estándares de Eficiencia Mínima, ni en artefactos eléctricos como en los de gas. Tampoco normas equivalentes para el sector de la construcción de edificios residenciales y comerciales y públicos.

No existe una Ley de Uso Racional de la Energía que enmarque este tema y le dé la jerarquía legal necesaria. Existió un Proyecto de Ley en este sentido que contó con media sanción del Senado pero que perdió en el 2005 estado parlamentario por no haberse sancionado dentro de los plazos establecidos por parte de la Cámara de Diputados.

Las decisiones que se toman están dispersas en un sin número de instituciones sin una coordinación sistematizada. Dada la complejidad de actividades a realizar, la diversidad de actores involucrados y la necesidad de mantener una coherencia en el devenir de las etapas que constituyen estas políticas a lo largo del tiempo se sugiere que se instrumente un organismo autónomo y autárquico que lidere el tema. El organismo podría llamarse Ente Nacional del Uso Eficiente de la Energía (ENUEE).

Políticas a desarrollar

Las piezas legales y regulatorias necesarias son:

- a) Ley de Uso Eficiente de la Energía
- b) Resolución para el etiquetado obligatorio en artefactos de gas
- c) Estándares de Eficiencia Mínima en artefactos eléctricos y de gas
- d) Estándares en las construcciones
- e) Resoluciones anexas estableciendo cronogramas de implementación para los distintos usos finales
- f) Creación del Ente Nacional del Uso Eficiente de la Energía (ENUEE)
- g) Otras necesarias

El sostenimiento económico de todas estas políticas podrá provenir, a través de un mecanismo regulado, de parte de los enormes beneficios económicos que, como ya se expusiera en el punto 16, surgen de la aplicación de este tipo de políticas.