Plan Urbano Ambiental

Energía y Escenarios Energéticos de la Región Metropolitana y la Ciudad de Buenos Aires

12

GCBA
Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires

SPU
Secretaria de Planeamiento Urbano

CoPUA
Consejo del Plan Urbano Ambiental

GOBIERNO DE LA CIUDAD DE
BUENOS AIRES

Energía y Escenarios Energéticos de la Región Metropolitana y la Ciudad de Buenos Aires

GOBIERNO DE LA CIUDAD DE
BUENOS AIRES

Plan Urbano Ambiental

GOBIERNO DE LA CIUDAD DE BUENOS AIRES

Plan Urbano Ambiental

Consejo del Plan Urbano Ambiental de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

PRESIDENTE *Jefe de Gobierno,* Dr. Aníbal Ibarra

COORDINADOR *Secretario de Planeamiento Urbano,* Arq. Enrique García Espil

SUBSECRETARIOS *Desarrollo Urbano,* Arq. Martín Marcos

Obras y Mantenimiento, Ing. Gabriel Ciribeni

Tránsito y Transporte, Ing. Horacio Blot

Industria, Tecnología y Comercio Exterior, Dr. Héctor Alonso

Gestión y Administración Financiera, Lic. Marta Albamonte

Medio Ambiente y Espacio Público, Arq. Juan Carlos Poli

Descentralización, Dr. Daniel R. Siciliano

REPRESENTANTES EJECUTIVO Arq. Heriberto Allende

Arq. Enrique Fernández Meijide

Arq. Jorge Iribarne

Arq. DPU David Kullock

Arq. Mario Linder

Arq. Emma Rosanó

Ing. Olga Vicente

REPRESENTANTES LEGISLATURA Arq. Héctor Aizpurú

Arq. José Ignacio Barassi

Arq. Nora Bricchetto

Arq. Luis Cabillón

Arq. DPU Margarita Charriere

Arq. Rubén Gazzoli

Arq. Jorge Lembo

Arq. DPU Manuel Ludueña, *Secretario de Actas*

EQUIPO TÉCNICO *Coordinador Técnico Asesores CoPUA,* Arq. MP Osvaldo Ramacciotti

Asesores CoPUA, Arq. Nora Clichevsky | Arq. María José Leveratto | Lic. Gustavo Mosto | Arq. Cristina Pesich | Arq. Silvia Puparelli |

Asesor CAPU, Dr. Raúl Navas

Asesor Legislatura, Arq. DPU Eduardo Alexandre

OFICINA DEL PLAN URBANO AMBIENTAL *Coordinadora,* Arq. María Antonia Kaul

Apoyo Técnico, Arq. Gabriela Cragnolino | Arq. Claudia Conte-Grand | Arq. Martín Menini | Arq. Guillermo Meyer

Sistemas de información, Arq. Martín Scoppa

Diseño gráfico, DG. Alejandro Gabriel Ambrosone

Apoyo administrativo, Marisa Bordone | Alejandro Costa | Ana Laino | Irene Nardelli | Mirta Zurzolo

Energía y Escenarios Energéticos de la Región Metropolitana y la Ciudad de Buenos Aires

EQUIPO PROFESIONAL

Coordinador
Ing. Fernando Groisman

Equipo Técnico
Ing. Hilda Dubrovsky
Lic. Osvaldo Girardin
Lic. Gustavo Nadal

Colaboradores
Lic. Gonzalo Bravo
Lic. Roberto Kosuli

ÍNDICE GENERAL DEL TRABAJO

PRESENTACIÓN

INTRODUCCIÓN GENERAL

CAPÍTULO I DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

1.1 Introducción
1.2 El funcionamiento actual del sistema energético argentino
1.3 Breve descripción de la evolución histórica del Consumo Energético Final
1.4 DIAGNÓSTICO del SECTOR ELECTRICO
1.4.1 Objetivos y Principales Conclusiones
1.4.2 Características del sistema eléctrico del Area Metropolitana
1.4.3 La evolución reciente del sector eléctrico
1.4.4 Situación Actual del Sistema
1.4.5 El desempeño del sistema eléctrico con posterioridad a la reforma
1.5 DIAGNÓSTICO Y ANALISIS DEL ABASTECIMIENTO, CONSUMO E INFRAESTRUCTURA DEL GAS NATURAL
1.5.1 Introducción
1.5.2 Abastecimiento de gas
1.5.3 Características del sistema en el AMBA
1.5.4 Comentarios sobre las Tarifas del Gas
1.5.5 Infraestructura existente
1.5.6 Comentarios sobre las reservas, la exportación y la relación R/P
1.5.7 Conclusiones y Recomendaciones
1.6 DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DEL ABASTECIMIENTO, VENTAS Y CONSUMOS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO
1.6.1 Introducción
1.6.2 Transporte del crudo y derivados
1.6.3 Ventas Totales por Combustibles en la Ciudad de Buenos Aires
1.6.4 Ventas Totales por Sectores en la Ciudad de Buenos Aires
1.6.5 El Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA)
1.6.6 La Situación de las Estaciones de Servicio
1.6.7 Las Estaciones de Servicio y los instrumentos legales
1.6.8 Comentarios acerca de los precios de los derivados
1.6.9 Principales Conclusiones

CAPITULO II POLITICAS DE URE
2.1 Introducción
2.2 POLÍTICAS DE URE EN EL SECTOR TRANSPORTE Y LA SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES
2.2.1 Introducción
2.2.2 Gas Natural Comprimido en Automóviles
2.2.3 Opciones Tecnológicas alternativas a los motores a Nafta, a Gas Oil y a GNC
2.2.4 La Sustitución de Combustibles y el Uso Racional de la Energía en el sector Transporte
2.2.5 Políticas y Objetivos Generales para dirigir la sustitución de combustibles y la implementación del URE en el Sector Transporte
2.3 URE EN LA INDUSTRIA
2.3.1 La intensidad energética en la Industria de la CBA
2.3.2 Alcances en la Formulación de Política
2.3.3 Los Residuos Industriales
2.4 POSIBILIDADES DE LA COGENERACIÓN
2.4.1 ¿Qué es la Cogeneración?
2.4.2 Los alcances de la Cogeneración en los distintos sectores
2.5 POLÍTICAS DE URE EN ALUMBRADO PÚBLICO
2.6 POLÍTICAS DE URE EN LA EDIFICACIÓN
2.6.1 Introducción
2.6.2 Consideraciones Generales
2.6.3 Diagnóstico climático
2.6.4 Certificados de calidad en edificación
2.7 POLÍTICAS DE URE EN EDIFICIOS PÚBLICOS
2.7.1 Introducción
2.7.2. Mejora en las condiciones de contratación
2.7.3 Medidas de URE y Uso de Fuentes Renovables
2.8 POLÍTICAS DE URE EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
2.8.1 La experiencia reciente, un alerta.
2.8.2 Generación eléctrica alternativa

CAPÍTULO III LINEAMIENTOS PARA LOS ESCENARIOS ENERGETICOS DEL AMBA
3.1 Escenario socioeconómico para la Ciudad de Buenos Aires en el Contexto del Sistema Metropolitano
3.1.1 Introducción
3.1.2 Consideraciones acerca del contexto internacional
3.1.3 Principales consideraciones acerca de la economía argentina
3.1.4 Evolución del PGB al nivel de la Ciudad, Provincia de Buenos Aires y AMBA
3.2 ESCENARIO ENERGÉTICO DE BASE
3.2.1 Pautas e hipótesis básicas generales
3.2.2 Los precios internos de la energía
3.2.3 La innovación tecnológica
3.2.4 El comercio exterior de energía
3.2.5 Evolución de la eficiencia energética
3.2.6 Pautas referidas a cada uno de los sectores/actividades de consumo y abastecimiento
3.3 ESCENARIO ALTERNATIVO
3.3.1 Introducción
3.3.2 Los sectores analizados

3.3.3 La cogeneración
3.3.4 El contexto internacional
3.3.5 Los precios internos
3.3.6 El comercio exterior de energía
3.3.7 Opciones de Mitigación
3.3.8 Medidas de URE
3.3.8.1 Análisis por sectores
3.3.8.2 Sector transporte
3.4 ARGUMENTOS DE APOYO AL ESCENARIO ALTERNATIVO

ANEXO I
El corte prolongado de los servicios en el área de EDESUR y sus enseñanzas

ANEXO II
Breve análisis de la fijación de precios de las naftas en nuestro mercado

ANEXO III
Las Opciones Técnicas Alternativas de uso improbable a escala comercial en Argentina hasta el año 2010

ANEXO IV
VAB Industria Manufacturera, CBA
Bibliografía Consultada Capítulo 1, sección 1.2 Diagnóstico del Sector Eléctrico
Bibliografía Consultada Capítulo 1, sección 1.3 Diagnóstico Derivados del Petróleo
Bibliografía Consultada Capítulo 1, sección 1.5 Diagnóstico y Análisis del Gas Natural
Bibliografía y Entrevistas realizadas a Funcionarios de Organismos del GCBA, Capítulo 2
Bibliografía Consultada Capítulo 2, sección 2.2 Políticas de Sustitución de Combustibles y URE en Transporte
Bibliografía Consultada Capítulo 3

Con el presente informe culmina la primer etapa del estudio "Energía y Escenarios Energéticos la Región Metropolitana", contratado para su utilización en la formulación y actualización del Plan Urbano Ambiental en el Consejo del Plan Urbano Ambiental que coordina el titular de la Secretaría de Planeamiento Urbano, Arquitecto Enrique García Espil.

Las tareas se desarrollaron en estrecha colaboración con el Consejero del Consejo del Plan Urbano Ambiental Arquitecto Manuel Ludueña quién, además de la orientación general del trabajo, facilitó la obtención de información necesaria en distintas dependencias del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires (algunas de las documentaciones solicitadas están aún próximas a su entrega).

Participaron en la realización de los estudios la Ingeniera Hilda Dubrovsky y los Licenciados Osvaldo Girardin y Gustavo Nadal, con la colaboración del Licenciado Gonzalo Bravo y la coordinación del Ingeniero Fernando Groisman, todos ellos profesionales del Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche.

Las tareas de tipeado y armado del informe estuvieron a cargo de la señorita Paula Pérez.

Buenos Aires, Octubre de 2000

Presentación

El presente informe rinde cuentas de los temas de estudio correspondientes a la primera etapa del Proyecto "Escenarios Energéticos de Largo Plazo para el Area Metropolitana de Buenos Aires", en ejecución por contratos entre profesionales del IDEE/FB y la Secretaría de Planeamiento del GCBA.

Esta primera etapa se desarrolla en tres capítulos. El primero se dedica a un diagnóstico del sector energético del AMBA, con precisiones sobre la CBA cuando la información disponible lo permitía. El diagnóstico abarca a los subsectores Energía Eléctrica, Gas Natural distribuido por redes y Combustibles Derivados del Petróleo, abarcando los aspectos relativos al consumo y al abastecimiento, así como también aspectos institucionales y regulatorios.

El segundo capítulo propone las políticas recomendadas para lograr el uso racional de la energía, tanto en la generación-producción de fuentes energéticas como en los sectores de consumo.

Para ello se analizan aspectos legislativos y reglamentaciones específicas sobre el URE, las barreras que dificultan la implementación de medidas concretas de URE y diversas experiencias en nuestro país y en otras naciones. A partir de ese marco general se proponen políticas específicas sobre URE en el Transporte, en la Generación de Electricidad y el uso de la Cogeneración, el URE en Edificios Públicos, en el Alumbrado Público y en la Industria, así como también la Conservación de energía en la Edificación y los efectos de las Sustituciones entre Fuentes Energéticas.

El tercer capítulo se dedicó a la elaboración de los Escenarios Energéticos. En esta primer etapa del proyecto solo se presenta los lineamientos de ambos escenarios: el de base o de referencia y el alternativo, donde se incorporan los efectos de la aplicación de las políticas propuestas en el Capítulo 2. Los resultados numéricos de ambos escenarios - que serán contrastados para analizar los resultados de las medidas de URE y de mitigación de los GEI- serán entregados en la segunda etapa de este proyecto.

Ambos escenarios se corresponden con un único escenario socioeconómico que marca la evolución esperada de la economía y de la población del país y del AMBA.

En la segunda etapa del Proyecto se simulará el consumo energético hacia el añ0 2010 y las emisiones de GEI en ambos escenarios, tanto a nivel nacional como regional; se analizarán los resultados para adecuarlos a las condiciones particulares de la CBA y del AMBA y se presentarán las Recomendaciones tendientes a obtener sensibles mejoras en la calidad de vida de la región y economías sustanciales en el presupuesto del GCBA.

Introducción General

El propósito del Proyecto es el de construir escenarios que describan la evolución del sistema energético del Area Metropolitana de Buenos Aires para el período 1998-2010, analizando la oferta y la demanda final de energía, en un contexto de desarrollo tendencial de las tecnologías y prácticas culturales de uso de la energía (escenario de base) y otro en el que se supone la práctica de técnicas, incorporación de equipos y cambio de conductas en el consumo energético (escenario alternativo), ambos contrastados entre sí.

Coincidentemente, se estimarán las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en ambos escenarios.

Para el cumplimiento de ese objetivo se adoptó un escenario socioeconómico - que se define mas adelante - basado en el escenario de crecimiento socioeconómico medio (FIEL MEDIO), utilizado junto a otros dos escenarios socioeconómicos por el Instituto de Economía Energética / Fundación Bariloche en el Estudio sobre Metas de Emisiones de Efecto Invernadero [1].

El estudio se basa en la comparación de los dos escenarios señalados, de evolución futura del sistema analizado. El Escenario de Base, asociado con la evolución previsible y el Escenario Alternativo, que supone la implementación de una serie de medidas de URE, a fin de evaluar la conveniencia de su promoción.

Previo al armado del Escenario Alternativo es necesario identificar y caracterizar las políticas y medidas de URE y de mitigación de los GEI.

Por último, el planteo de los escenarios se basa en un Diagnóstico que permita comprender las relaciones economía-energía y energía-medio ambiente

1 Plan de Trabajo para la Adopción de Metas de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Proyecto Nº ARG/99/003. Informe Final. IDEE/FB. Agosto 1999.

CAPÍTULO 1

DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

1.1 | Introducción

En este Capítulo se presenta una breve descripción del contexto energético en el que deberán insertarse las predicciones sobre la evolución futura del sistema y las potenciales medidas de URE en la región. Se describen los sistemas con distribución por redes (gas natural y energía eléctrica) y, también, el abastecimiento y consumo de derivados líquidos del petróleo.

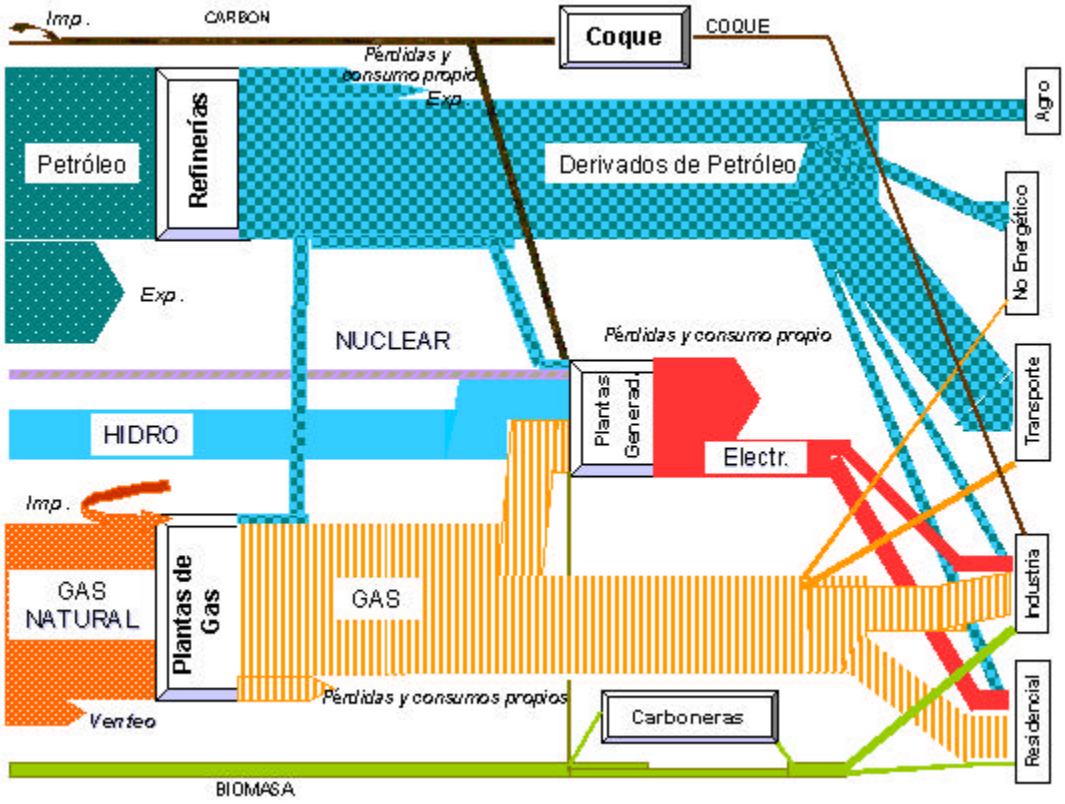
Es importante analizar la situación del sistema energético argentino a través de su trayectoria histórica y en la actualidad, con el objeto de explicar los principales factores que impulsan su dinámica, focalizando en los cambios regulatorios e institucionales producidos en la última década en las industrias energéticas del país.

En ese sentido, interesa tanto conocer los aspectos salientes en la formación de la demanda como las estrategias relevantes que adoptaron las empresas energéticas actuantes en el país.

1.2 | El funcionamiento actual del sistema energético argentino

Para explicar el funcionamiento del sistema energético argentino se presenta en la Figura 1.2.1 el flujograma que representa los distintos flujos de fuentes energéticas, desde su producción hasta los consumos finales de los distintos sectores socioeconómicos. En el gráfico, el ancho de las barras es directamente proporcional a las cantidades de energía representadas y expresadas en las mismas unidades energéticas.

Gráfico 1.1
Flujo de Energía - Año 1997



Este diagrama de flujos representa en forma gráfica el Balance Energético Nacional de 1997, elaborado por la Secretaría de Energía. Si bien el año base de este estudio es el año 1998, se decidió utilizar este flujograma ya disponible y que sirve igualmente para visualizar el funcionamiento del sistema y la importancia relativa de cada fuente.

El diagrama muestra el papel preponderante que juegan el Petróleo y el Gas Natural en la producción de energía primaria frente a la escasa relevancia del Carbón y de los combustibles vegetales.

La importación de fuentes primarias de energía es de escasa importancia y se concentra fundamentalmente en la importación de Gas Natural desde Bolivia, de Carbón coquificable para uso siderúrgico y de Petróleo Crudo. El saldo neto del comercio exterior de Crudo alcanzó en 1977 casi el 40% de la producción nacional.

Debe señalarse que la barra representativa de las exportaciones de Gas Natural no figura en el gráfico porque esa actividad recién se iniciaba en 1997.

Las centrales de generación eléctrica actúan como punto de contacto físico entre las distintas cadenas energéticas, ya que utilizan como insumo todos los productos representados y constituyen el principal destino intermedio de la energía ofertada. Como puede apreciarse, el consumo de Derivados en centrales eléctricas es en la actualidad relativamente bajo frente al Gas Natural y la energía hidráulica. El precio relativamente bajo del Gas Natural respecto de los Derivados está limitando el uso de éstos exclusivamente para atender los casos de restricciones de abastecimiento de gas, ya sean estacionales o permanentes. En este contexto, la evolución futura de la generación eléctrica debe ser analizada con suma atención en la prospección del mercado interno de Gas.

Una situación totalmente diferente se presenta a nivel del Consumo Final de energía, que se corresponde con la energía destinada a cada sector socioeconómico. Como puede observarse, los Derivados se destinan fundamentalmente al Transporte y la maquinaria agrícola, en tanto las Industrias, el Comercio y las familias han reemplazado casi totalmente a los derivados por el Gas Natural en los usos calóricos. En consecuencia, y a menos que revierta en el futuro el proceso de sustitución por GN registrado en el pasado en estos sectores, el mercado interno de los derivados estará esencialmente determinado por la evolución que sufra el sector Transporte y, en menor medida, por la mecanización de la actividad agrícola.

La expansión futura de la producción de GN , debida a la dinámica del mercado interno como a las exportaciones previstas, podría morigerarse si se mejora la eficiencia de la industria gasífera. Las pérdidas están asociadas al venteo de gas en yacimientos. La magnitud que todavía tiene el venteo permitiría expandir la oferta sin incrementar necesariamente la producción. Sin embargo, la mejora efectiva de la eficiencia en la industria del gas dependerá de las condiciones de producción y de la efectividad de las reglamentaciones que castigan el no aprovechamiento del Gas.

Además, no debe olvidarse el importantísimo papel que juega, en el nivel de consumo del GN, el aumento de la eficiencia de la generación eléctrica con la tecnología del ciclo combinado.

Corresponde destacar una vez más, que el sistema descripto y su representación por medio del flujograma, corresponden al nivel nacional. La construcción de un Balance Energético para la CBA y para el AMBA, en forma similar a lo ya realizado por el IDEE/FB en el Programa de Estudios Regionales, con la SE y Gobiernos Provinciales para la región NEA, provincia de Buenos Aires y provincia de Mendoza, daría el sustento necesario para la mayor precisión de la prospectiva de escenarios futuros energéticos. En este sentido, se adelanta que este sería uno de los estudios a recomendar y que con mayor provecho debiera encarar a futuro el GCBA.

Sin embargo, con la información obtenida de muy diversas fuentes se pudo construir el Cuadro Nº 1.1 que se presenta a continuación y que resume el consumo final y energético de la CBA, pero no así el del AMBA, donde la mayor dificultad consistió en la falta de estadísticas sobre el consumo de derivados del petróleo en los partidos del Gran Buenos Aires.

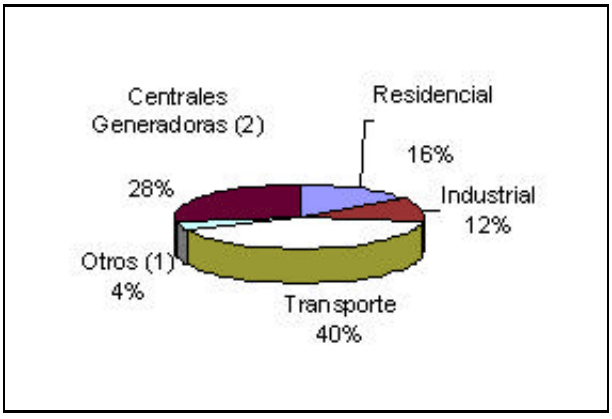
Cuadro 1.1
Consumo de Energía por Fuentes Principales y Sectores de Consumo - CBA 1998

SECTOR	ELECTRICIDAD		GAS NATURAL		DERIV. De PETROLEO
	KWh	KTEP	MM m3	KTEP	KTEP
Residencial	2912	250	1134	1055	19
Industrial	501	43	135	126	468
Transporte	65	6	289	269	1898
Otros (1)	3891	335	293	272	0
Consumo Final	7369	634	1851	1722	2385
Centrales El	-	-	1485	1381	712
Total			3336	3103	3097

Fuente: Elaboración propia
Nota (1): Comprende Comercio, Servicios y Público

Con el objetivo de brindar un panorama de la participación sectorial en el conjunto de emisiones de CO_2 volcadas a la atmósfera en el territorio de la Ciudad, se elaboró el siguiente gráfico. La metodología de cálculo se realiza con los factores de emisión por fuente y por uso final utilizados en la definición del Inventario Nacional de los Gases de efecto Invernadero.

Gráfico 1.2
Participación Sectorial en las Emisiones totales de la CBA



Fuente: elaboración propia
Notas:
(1) Otros incluye sector comercios, servicios y sector Público
(2) Dentro de este sector, la estimación de emisiones originadas en la combustión de Fuel Oil, se realizó sobre el consumo medio del mismo en los años 1995, 1996 y 1997. La razón de ello radica en el uso excepcional de Fuel, debido a una muy baja hidraulicidad en el Sistema, con la consiguiente escasez en la disponibilidad de Gas para las centrales.

1.3 | Breve descripción de la evolución histórica del Consumo Energético Final [2]

Si se analiza la serie histórica del consumo energético final total se podrá constatar que, salvo en años de aguda recesión económica (1975,1985 y 1989), la tendencia en el consumo fue creciente, con valores de la elasticidad-producto inferiores a la unidad (0,8/0,9) en los períodos de expansión económica. En la segunda mitad de los años 70, la mayor incidencia de las industrias energointensivas, en un contexto de estancamiento económico, junto con mayores consumos en el transporte y en los edificios llevó la elasticidad a valores cercanos a 1,4.

Siguiendo los vaivenes de la ecuación económica la elasticidad fue tomando valores practicamente nulos, con cierta inelasticidad hacia la baja, en el quinquenio 1980-1985. En la segunda mitad de la década se produce una recuperación de los consumos energéticos en los sectores Residencial y Comercial -frente a un estancamiento de la industria y el transporte pero sin recuperación de la economía- lo que lleva la elasticidad-producto al valor inusual de 3,9.

Durante la década del 90 se produce en el primer quinquenio las mayores tasas de crecimiento del período, pero en 1995 se produce una caída del 4,4% en el PBI y la elasticidad, como valor promedio del período 90-97, la elasticidad-producto toma valores superiores a la unidad.

A lo largo de la década, el sector mas dinámico en el consumo de energía fue el Residencial y Servicios, con una participación promedio del 30% en el período. Las fuentes utilizadas en estos sectores fueron la electricidad y el gas natural, en una proporción del 85%.

En lo que sigue se hace al análisis por fuente, tanto desde el punto de vista del consumo como del abastecimiento e infraestructura.

El sector energético constituye un sistema integrado por distintas cadenas, cada una de las cuales comienza con la exploración y producción del energético para seguir luego con su transporte, elaboración o transformación, distribución, almacenamiento y consumo.

Ninguna de las fuentes energéticas principales desarrolla su cadena completa en el área metropolitana pues tanto el petróleo como el gas natural se producen fuera de su territorio. En cambio, lindante con el Gran Buenos Aires (en el Gran La Plata) está la destilería mas importantes del país. En la CBA están localizadas las importantes centrales térmicas de generación eléctrica, que consumen gas natural y, eventualmente, fuel y gas oil (derivados del petróleo).
Las cadenas energéticas interrelacionan entre sí y con el sistema socioeconómico, están regladas por leyes y regulaciones y, en algunas etapas, por las leyes del mercado.

El diagnóstico apunta a desentrañar estas relaciones complejas y a focalizar los puntos conflictivos que deben resolverse en función de estrategias de desarrollo sostenido y sustentable.

Se presenta primero el sector eléctrico, luego el del gas natural y, por último, los derivados del petróleo.

2 Se entiende por Consumo Energético Final al Consumo de los sectores socioeconómicos con exclusión de los usos no energéticos.

1.4 | Diagnóstico del Sector Eléctrico

1.4.1 Objetivos y Principales Conclusiones [3]

Objetivos

El propósito de este capítulo es ofrecer un diagnóstico de los principales aspectos que caracterizan al servicio público de electricidad del Area Metropolitana (Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires), considerando las áreas de concesión de EDENOR y EDESUR. Si bien el año base utilizado para el análisis es 1998, también se incorporarán algunas consideraciones sobre la evolución reciente del sector.

EL estudio deberá aportar elementos para el conocimiento de las limitaciones y potencialidades del servicio eléctrico. Brindará una visión sobre las principales características del sistema: el sistema regulatorio - institucional, la evolución de la demanda por sectores de consumo y su distribución espacial, infraestructura de oferta, calidad del servicio (en particular el corte de servicio de febrero de 1999), y aspectos tarifarios que el servicio eléctrico ofrece para el desarrollo de la actividad económica y residencial en el área mencionada. Estos argumentos servirán para la generación de los escenarios de evolución futura del servicio eléctrico (escenarios de Base y Alternativo).

Principales Conclusiones

El diagnóstico del servicio eléctrico cuya área de concesión abarca el Area Metropolitana, presenta las siguientes características:

a) *Abastecimiento*

Para cubrir la demanda, el Area Metropolitana depende totalmente del sistema interconectado nacional - MEM- aunque importantes centrales eléctricas están localizadas en la Ciudad de Buenos Aires. Por lo tanto, los tres nodos troncales (Abasto, Ezeiza y Gral. Rodríguez) a través de los cuales ingresa la energía, son de fundamental importancia para la Ciudad.

Tanto EDENOR, EDESUR como EDELAP constituyen monopolios físicos (son concesionarios del sistema de distribución), lo cual determina que el abastecimiento de la demanda esté atado a cada una de esas empresas. La participación del ENRE como ente regulador es esencial para preservar los intereses de los usuarios, en el más amplio de los sentidos. El mismo deberá considerar no sólo los aspectos que hacen al corto plazo, sino también aquellas decisiones del presente con incidencia futura.

[3] A fin de dar un acabado diagnóstico sectorial, se retoman aquí algunas de la principales conclusiones vertidas en el documento "Estudio sobre la capacidad de soporte de población y actividades por parte de los servicios urbanos en Buenos Aires" Informe Final Convenio CEA-UBA/ SPUyMA-GCBA" y a las que se le han agregado, las surgidas del presente trabajo.

El servicio no presenta restricciones desde el punto de vista de la generación, en tanto que los posibles cuellos de botella se sitúan a nivel de la distribución, especialmente en el área de concesión de Edesur, por la mayor demanda del micro y macro centro, que obligó a la construcción de la Subestación Transformadora Azopardo (cuya conexión fallida generó el corte del servicio en febrero de 1999) con repercusiones también en zonas de la ciudad próximas a Plaza Once y Plaza Irlanda.

Del análisis de la capacidad remanente del sistema de transmisión se observa que, tanto en la zona de EDESUR como en la de EDENOR, existen ternas de unión entre subestaciones con nula o muy baja capacidad para cubrir aumentos futuros en su demanda local. Esta precariedad del sistema tiene manifestaciones visibles en el presente, cuando se producen picos de consumo estivales que determinan la interrupción del servicio, situación denunciada en muchos de los reclamos que los usuarios han realizado ante el ENRE

b) *Demanda*

La demanda eléctrica de la Ciudad creció a un ritmo más bajo que en el GBA, marcada sin embargo, en ambos casos por ritmos que no dejan de ser elevados (4.3% y 7.9%, respectivamente).

A su vez se fue incrementando, en ambos ámbitos, la participación del sector comercial en detrimento de la industria, aunque en la Ciudad esta situación se ha hecho más marcada.
Ha crecido la participación de los Grandes Usuarios en el consumo eléctrico total, aunque es necesario destacar que, hasta ahora ni en los organismos oficiales ni en el alumbrado público se ha recurrido a ese beneficio, a pesar de que la demanda se encuentra fuertemente concentrada por usuario (más aún en la Ciudad), lo que le permitiría obtener un elevado margen de negociación con el generador.

Los factores de carga de EDENOR y EDESUR son casi un 20% superiores a los MEM.

De acuerdo con el informe del CEA, si se estimara un crecimiento de la demanda en el que se mantuvieran las tasas de crecimiento de los últimos 12 años, surgiría la necesidad de realizar una serie de obras en la Ciudad de Buenos Aires, con el objeto de asegurar el suministro eléctrico seguro y confiable. En especial debería concentrarse la preocupación en las zonas del Centro y Microcentro. Considerando las previsiones actualmente bajo estudio por parte del Plan Territorial, especialmente las referidas a la Zona Sur de la Ciudad de Buenos Aires, deberían coordinarse las previsiones, particularmente con la Empresa Edesur, que presta el servicio en la referida zona, para aumentar la capacidad de transformación y distribución local, de acuerdo a las nuevas demandas que se habrán de generar.

c) *Evolución de la estructura y los niveles de los precios de la electricidad*

Puede afirmarse que la tendencia decreciente en los precios del mercado mayorista no parecen haberse trasladado de manera significativas a las tarifas en los mercados de distribución. En lo que se refiere al mercado del área metropolitana esto puede deberse en parte a los precios de compra definidos en los contratos impuestos a EDENOR y EDESUR después de la privatización del servicio. Esta situación puede modificarse substancialmente con la culminación del plazo de tales contratos y la próxima revisión tarifaria.

Examinado los niveles tarifarios aplicados a los usuarios residenciales se observó que a partir de la reforma se ha propulsado desde la esfera oficial federal una estructura de tarifas descendentes con el nivel de consumo que no parece tener otro explicación que no sea la de beneficiar el enfoque comercial de incentivar la venta de energía. Además de su carácter marcadamente regresivo, esta característica tarifaria es contradictoria con el uso eficiente de la energía y la preservación ambiental. Es decir que afecta negativamente a las principales dimensiones de un proceso sustentable de desarrollo.

También debe analizarse que una tarifa decreciente incentiva el consumo en las categorías de los pequeños consumos comerciales e industriales.

Por último, en el caso de las distribuidoras metropolitanas se observa una aparente incongruencia dentro del cuadro tarifario, en lo que se refiere a los grandes usuarios en media tensión. Llama la atención que los niveles de la tarifa media para los altos consumos residenciales arrojen una tarifa media inferior a la correspondiente a esa categoría de grandes usuarios, atendiendo al orden inverso que guardan las respectivas responsabilidades en los costos de abastecimiento.

Las nuevas características del funcionamiento de los mercados eléctricos ha beneficiado claramente a los grandes usuarios (en general grandes empresas), bajo la forma de reducciones significativas en los costos del insumo eléctrico en comparación con el período previo a la reforma.

En términos generales, hasta 1999, las tarifas minoristas no han reflejado cabalmente la tendencia declinante que ha registrado el precio spot en el mercado mayorista. En principio este hecho debe atribuirse a los criterios adoptados en los procesos de privatización de los servicios en las diferentes jurisdicciones (federal y provinciales), especialmente en lo que se refiere al nivel medio de los costos tomado en cuenta como punto de partida para la determinación del llamado "valor agregado de distribución". Otro factor a tener en cuenta (muy discutido en estos días en el marco de la convertibilidad) es la cláusula de ajuste semestral que considera la inflación en los Estados Unidos, a través de un índice que refleja un "mix" de precios mayoristas y minoristas.

De la comparaciones de las tarifas aplicadas a diferentes categorías de usuarios en las distintas empresas distribuidoras parece deducirse que en las áreas manejadas por EDENOR, EDESUR, EDELAP predomina un esquema de carácter comercial que privilegia el objetivo de promocionar la venta de energía eléctrica.

d) *Calidad del servicio- corte prolongado de EDESUR*

De acuerdo al Marco Regulatorio de la concesión de la generación, transporte y distribución de energía eléctrica a nivel nacional (Ley 24.065/92), en el que se incluye el caso de la Ciudad de Buenos Aires, las empresas concesionarias de la distribución de electricidad están obligadas a satisfacer la totalidad de la demanda que les sea requerida en su jurisdicción, en la calidad adecuada. Los parámetros de calidad están definidos en los contratos y en la normativa y aumentan en forma progresiva. En lo que respecta a las condiciones contractuales de inversión y si bien para ambas empresas no figuran planes de cumplimiento obligatorio, el ENRE como organismo de control, debería vigilar el cumplimiento de la normativas mencionadas.

Lo anterior indica, que no debieran existir situaciones de déficit entre oferta y demanda de energía eléctrica en los sistemas de distribución de la Ciudad de Buenos Aires. Sin embargo, el sostenido incremento de demanda en el micro y macrocentro ha producido ya un desbalance negativo en el sistema, expresión de lo cual son los cortes de energía registrados a fines de 1999, y especialmente el gran apagón de febrero del mismo año.

Las obras realizadas en la Subestación Azopardo, por la empresa privada EDESUR apuntaban a superar este desajuste entre oferta y demanda, sin embargo sucedió un grave accidente, que lleva a reflexionar sobre diferentes aspectos de la calidad, seguridad y regulación y control del servicio.

El análisis indica, en términos generales, un gran desconcierto de la empresa distribuidora, de las autoridades públicas y del propio ente regulador para enfrentar esa emergencia que produjo problemas muy serios a alrededor de 160.000 usuarios. Entre los aspectos más destacables a este respecto pueden destacarse los siguientes:

• Durante buena parte del período de duración del corte la información que recibió la población y, en especial los afectados fue escasa, confusa y en muchos casos contradictoria sobre la evolución real del proceso. El Ente Regulador no dio una respuesta en tiempo adecuado a esta carencia de información.

• Ya sea por las estrategias escogidas para la realización de las obras que dieron origen al problema y/o por la configuración técnica de aquellas, la empresa no mostró capacidad de reacción para enfrentar la emergencia. En particular se evidenció que no existían planes de contingencia que deberían ser de práctica usual en obras de esa envergadura.

• El enfoque de estímulos económicos incorporado por el modelo de reforma, que opera por medio de penalizaciones, supone un control ex post de desempeño que no permite al Ente Regulador tener injerencia real en las decisiones empresarias y, por tanto, actuar preventivamente.

• Además de ese problema de enfoque normativo, actualmente el Ente Regulador no tiene una dotación de personal técnico como el que se requeriría para realizar ese control preventivo.

• Tampoco se incorporó adecuadamente en el contrato de concesión la responsabilidad de la empresa ante los usuarios en el caso de producir perjuicios de esta magnitud. Al punto que la empresa alegó que eran ilegales las indemnizaciones que debía pagar a los usuarios de acuerdo con la resolución del ENRE. Pasado un año del suceso existe aun una masa importante de usuarios que aun no han cobrado esa compensación.

Ante estos rasgos principales que caracterizaron el suceso, parece importante remarcar algunas cuestiones fundamentales:

Se impone, como punto de partida, el reconocimiento del carácter de esencial del servicio público de electricidad, en tanto compromete la salud, la seguridad y el bienestar de la población así como el normal desenvolvimiento de la actividad económica.

A partir de este reconocimiento, queda claro que el Estado no puede delegar su responsabilidad en la prestación del servicio y descansar exclusivamente sobre los incentivos económicos para garantizar la responsabilidad de las empresas actuantes. Muy por el contrario, deben extremarse las medidas preventivas para evitar que ocurran hechos como los vividos en Buenos Aires en febrero de 1999.

Las auditorías técnicas deberían ser periódicas en condiciones normales de prestación del servicio y permanentes una vez ocurrido un siniestro cuando el servicio no se restablezca de inmediato. Acciones de este tipo suponen alta capacitación técnica en los organismos de control que puedan analizar críticamente las informaciones originadas en las empresas controladas, así como juzgar en forma permanente la calidad técnica de los operadores de la red.

Como reflexión final puede plantearse que a partir de un análisis más global y detallado del desempeño del sistema eléctrico, como el que en parte se pretende plasmar en este trabajo, muestra que el uso apologético de algunos indicadores resulta contraproducente para la búsqueda de soluciones superadoras en función de los intereses de la sociedad. Esto sin desconocer los reales logros de la reforma en el marco del contexto específico en que se produjo.

1.4.2 Características del sistema eléctrico del Area Metropolitana

1.4.2.1 La Reforma Sectorial. Aspectos regulatorios e institucionales

La reforma eléctrica fue impulsada desde la jurisdicción federal alcanzando en forma inmediata a todas las actividades que se encontraban bajo su control. La reestructuración se propuso mejorar la eficiencia productiva, mediante la introducción de la competencia donde fuera posible, la participación del capital privado y la protección de los intereses de los usuarios, regulando los mercados que tuvieran las características de monopolios naturales. Al igual que en el caso de las restantes industrias energéticas, la reforma implicó un drástico cambio en la organización productiva e institucional y una profunda modificación del papel del Estado en el sistema eléctrico.

Todo este proceso se completó, en sus aspectos fundamentales, en el transcurso de los años 1992-93 [4] e implicó la desintegración vertical y la partición horizontal de las actividades del sistema (especialmente las de generación y distribución), el traspaso de las unidades empresarias emergentes al sector privado y el establecimiento de los principios de incompatibilidad de funciones y de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución.

De este modo, con las grandes centrales en manos de las ex empresas HIDRONOR, Agua y Energía y SEGBA se crearon unidades productivas jurídicamente independientes que luego fueron privatizadas separadamente. La distribución eléctrica en el área geográfica que estaba en manos de SEGBA[5] fue particionada en tres áreas de concesión, respecto de las que se crearon las co-rrespondientes unidades empresarias (EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.), y fueron entregadas a consorcios privados por licitación.

Aunque la mayor parte de las Provincias adhirieron a los principios de la Ley nacional de la electricidad[6], los gobiernos provinciales son autónomos para definir los términos bajo los cuales concesionan la prestación del servicio eléctrico dentro de su territorio (por medio de marcos regulatorios propios), salvo en lo que se refiere a las compras interprovinciales de electricidad para las cuales deben ajustarse a las normas nacionales.

Por esto último y por haber sido las empresas nacionales las encargadas de expandir el servicio eléctrico en todo el territorio nacional con posterioridad a la Segunda Guerra Mundial, las autoridades nacionales tienen bajo su jurisdicción la casi totalidad de la generación eléctrica [7].

Existen en Argentina dos mercados eléctricos mayoristas asociados a dos sistemas, interconectados cada uno de ellos, pero aún aislados uno del otro: El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que cubre casi todo el país, con excepción de la Región Patagónica, y conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y[8]el Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP) que abastece la Región Patagónica, salvo el extremo sur del país, que se encuentra aislado [9].

4 Sin embargo la normativa del sistema eléctrico ha registrado ajustes frecuentes, que en algunos casos revisten importancia respecto de las oportunidades y obligaciones de los agentes del mercado mayorista. Para dar una idea del ritmo de modificaciones baste decir que se han producido alrededor 15 versiones de los procedimientos para la operación del sistema a lo largo de los casi 8 años de vigencia.

5 43.5% de la demanda eléctrica del servicio público en el país durante 1998

6 Ley 24065de 1992.

7 97,1% de la electricidad generada en todo el país durante 1998. Dentro de este porcentaje se incluye también la generación de empresas propiedad de los estados provinciales que comercializan su producción a través del mercado mayorista eléctrico (Secretaría de Energía, Informe del Sector Eléctrico. Año 1998).

8 Durante 1998 se canalizó a través del MEM el 91,8% de la generación eléctrica total.

9 El MEMSP representó el 5,3% de la generación total en 1998.

Ambos mercados operan bajo similares reglas de funcionamiento, pero los precios difieren, dependiendo de las condiciones particulares de oferta y demanda de cada mercado.

A menos que se indique lo contrario, en lo que sigue, el análisis se centrará en la situación del SADI.

Autoridades

En el ámbito nacional, la máxima autoridad es la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía, cuyas principales funciones son:

- Definir e implementar las políticas energéticas.
- Dictar la normativa regulatoria a la que deben ajustarse los agentes de la industria eléctrica.
- Autorizar el ingreso y egreso de los agentes al mercado eléctrico mayorista (MEM)
- Otorgar las concesiones para el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en cursos de agua interprovinciales, previo acuerdo con las autoridades de las provincias involucradas.
- Autorizar los contratos de comercio exterior de electricidad.

La Secretaría de Energía no formula planes, aunque realiza periódicamente un análisis prospectivo, a través del cual hace el seguimiento de la evolución del sistema, con el fin de anticipar eventuales problemas en el abastecimiento futuro.

El Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE), creado por la Ley 24065, tiene como misión fundamental controlar el cumplimiento de la normativa vigente para las actividades reguladas (transporte y distribución). Sus principales funciones son:

- Controlar el cumplimiento de los términos de los contratos de concesión otorgados por el gobierno nacional, especialmente en lo que se refiere a la calidad de servicio técnico y comercial prestado por las concesionarias.
- Fiscalizar y autorizar las revisiones periódicas de las tarifas de los servicios regulados en la órbita federal.
- Prevenir conductas anticompetitivas de los agentes.
- Controlar la gestión ambiental de los agentes de la industria eléctrica sujetos a la jurisdicción federal.
- Intervenir en los eventuales conflictos entre agentes del MEM y defender los derechos de los consumidores cautivos, organizando audiencias públicas para el tratamiento de los temas conflictivos, previamente a emitir su dictamen.

La autonomía constitucional permite a las provincias establecer condiciones propias en la prestación de los servicios públicos, en particular la electricidad, así como fijar impuestos y tasas sobre las actividades económicas desarrolladas dentro de su territorio[10].

De este modo, la mayoría de las jurisdicciones provinciales cuenta con su propio ente regulador para controlar el cumplimiento de los términos de los respectivos contratos de concesión de la distribución eléctrica dentro de su territorio, otorgados oportunamente por las autoridades provinciales [11].

Las funciones más importantes de estos entes reguladores son el control de la calidad de servicio prestado por los concesionarios y la autorización de los ajustes tarifarios dentro del territorio provincial.

10 Esta situación ha ocasionado históricamente no pocos conflictos entre las jurisdicciones nacional y provinciales, que la nueva organización de la industria eléctrica no ha podido resolver. Por el contrario, la convivencia de esta autonomía con la apertura obligatoria de las redes de distribución eléctrica provincial para permitir el acceso de grandes usuarios localizados en el territorio provincial al mercado mayorista, potenció los conflictos asociados a la competencia desleal entre generadores del MEM y los distribuidores locales.

11 Los entes reguladores de la electricidad se encuentran agrupados en la Asociación de Entes Reguladores de la Electricidad (ADERE), una institución de segundo grado que permite coordinar acciones entre las diversas jurisdicciones y hacer propuestas sobre eventuales problemas futuros en el abastecimiento.

Agentes

La fuerte partición horizontal en la actividad de generación y en la distribución en el área metropolitana, implementada en el momento de la transformación, junto al proceso previo de descentralización de la distribución en el resto del país, la cantidad de actores del mercado mayorista fue comparativamente numeroso desde el inicio del funcionamiento del sistema bajo las nuevas reglas. Por otra parte, el ingreso de nuevos actores en la generación[12] y la progresiva reducción del límite má-ximo para la definición de las categorías de Grandes Usuarios con libre acceso a la elección de sus abastecedores, hicieron que el número de agentes del mercado eléctrico mayorista (especialmente en el MEM del SADI) se expandiera rápida y fuertemente.

Las Cooperativas eléctricas no son consideradas como distribuidores a pesar de prestar el servicio público de electricidad y estar sujetas a contratos de concesión otorgados por los gobiernos locales, ya sean provinciales o municipales dependiendo de las provincias donde estén localizadas. Las Cooperativas eléctricas adquieren el status de agente del mercado mayorista sólo cuando firman contratos de provisión con los generadores y, en ese caso, son contabilizadas como grandes usuarios [13].

Entre los grandes usuarios, sólo los GUMAs son agentes plenos del MEM. Los GUMEs también pueden realizar contratos de abastecimiento, pero los mismos son administrados por el respectivo distribuidor, aunque sean firmados con generadores.

A comienzos de 1997 se estableció una diferenciación entre agentes y participantes del MEM. Los participantes del MEM sólo tienen un vínculo comercial con el mercado eléctrico. Se consideran participantes del MEM a las empresas que comercializan generación y/o demanda de terceras partes (comercializadores) [14], a los estados provinciales que comercializan las regalías hidroeléctricas recibidas en especie y las empresas extranjeras que compren o vendan electricidad en el mercado argentino.

Para evitar que la excesiva concentración de la comercialización de electricidad obstaculice la competencia entre oferentes, cada comercializador está habilitado a vender como máximo el 5% de la demanda total del sistema a través del conjunto de contratos de comercialización.

La autoridad técnica en la operación del sistema es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) que, además de hacer las liquidaciones mensuales de cobros y pagos de los agentes, tiene a su cargo el despacho de cargas y asesora al ENRE en los estudios de transporte en la red de alta tensión.

La organización y funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

El mercado eléctrico mayorista se compone de dos segmentos: el Mercado Spot y el Mercado a Término o de contratos. Los agentes del mercado pueden optar entre comercializar directamente su energía (ofertada o demandada) o actuar en el mercado a través de un comercializador, firmando acuerdos de comercialización de centrales o máquinas y de comercialización de demanda[15].

12 Algunos de ellos vinculados a los consorcios privados que se hicieron cargo de las instalaciones ya existentes y otros aprovechando las ventajas de ser productores y/o transportistas de gas natural.

13 En algunas provincias son precisamente las cooperativas las que tiene a su cargo la mayor parte de la distribución eléctrica, siendo los entes provinciales, agentes del mercado eléctrico mayorista, simples intermediarios, que eventualmente realizan el transporte al interior de su jurisdicción: tal es el caso en la Provincia de La Pampa y en las provincias patagónicas.

14 La creación de la figura del comercializador intenta favorecer la comercialización de electricidad en el mercado local a través de contratos al reducir los costos de comercialización de los generadores y, a la vez, facilitar las importaciones eventuales de electricidad. Sin embargo, no se aprecian cambios significativos en las modalidades de comercialización durante el primer año de vigencia de la normativa. La reglamentación parece haber privilegiado la confiabilidad comercial en las transacciones mayoristas antes que fomentar la nueva actividad, obligando a los comercializadores a constituir un fondo de garantía por un valor aproximado del 10% de sus compromisos de comercialización, que podría modificarse en el futuro según la morosidad en el pago que tengan los comercializadores.

15 Sin embargo, estos acuerdos de comercialización, no eximen a los agentes de su responsabilidad técnica en la operación del sistema (control de frecuencia, potencia reactiva, etc.).

Dentro del mercado spot existen dos categorías de compradores: los distribuidores y los eventuales. Se consideran compradores eventuales todos aquellos que demandan en el mercado spot los faltantes de sus contratos[16]. Los demandantes eventuales compran la energía en el mercado spot al precio horario de su nodo de conexión al SADI.

Los distribuidores, en cambio, pagan el precio medio estimado para cada trimestre, diferenciado en tres tramos horarios[17]. Los probables desvíos entre la operación en tiempo real y las previsiones trimestrales se compensan por medio del Fondo de Estabilización, que permite asegurar el pago normal a los oferentes [18].

Las transacciones que conformaron inicialmente al mercado a término se vinculaban esencialmente con los contratos impuestos a los consorcios adjudicatarios de las empresas EDENOR S.A. Y EDESUR S.A. al momento de la entrega de la concesión[19]. Dichos contratos, establecidos precedentemente por la autoridad pública con la las centrales Puerto y Costanera, fue una condición indispensable para la venta de la gran generación de la ex SEGBA[20].

El rápido crecimiento del número de grandes usuarios y los contratos celebrados por otras distribuidoras fue ampliando progresivamente la magnitud de este segmento del mercado mayorista en los años posteriores a la reforma[21].

Las actividades reguladas

Por sus características, el transporte y la distribución de electricidad son actividades reguladas sujetas a concesión otorgada por las autoridades competentes, dependiendo de la jurisdicción. Este hecho, sin embargo, no implica necesariamente que el concesionario goce de derechos monopólicos para la prestación del servicio correspondiente en el área geográfica cubierta por la concesión.

Transporte

De acuerdo con las normas regulatorias, los actores que desempeñan la función de transporte no pueden realizar transacciones de compra o venta de energía, debiendo dar un trato equitativo y transparente a todos los actores que canalizan sus ofertas y/o demandas a través de las redes correspondientes. Tal como se ha expresado, al momento de la reforma, la casi totalidad del sistema de transmisión era operado y controlado por empresas públicas del ámbito federal. En consecuencia, el Estado nacional estuvo en condiciones plenas para reorganizar el sistema de transporte en alta tensión en correspondencia con los objetivos de la reforma.

16 Ya sean generadores, cuya generación propia no cubre la totalidad de sus ventas por contrato o grandes usuarios con demanda superior al suministro contratado, o autogeneradores que no cubren su demanda propia.

17 El precio que pagan los distribuidores por sus compras en el mercado spot es un precio de carácter estacional estimado sobre la base de un promedio de los precios horarios calculados en función de una simulación del despacho sobre los seis meses futuros al fin de cada período estacional. Sin embargo, ese precio spot estacionalizado puede ser revisado al fin de los primeros tres meses.

18 los saldos acumulados durante un año en dicho Fondo, por encima de cierto valor mínimo, se devuelven a los distribuidores en el trimestre siguiente mediante la definición de un precio trimestral menor al que surge de la programación de la operación para ese trimestre. Cuando el saldo del fondo no cubre el valor mínimo establecido, el precio estacional se fija por encima del resultante en la operación programada.

19 La demanda del área de concesión de estas empresas representaba en 1998 algo más del 40% del total de la demanda del SADI. Debido al by pass Comercial realizado por los grandes usuarios de esa área de concesión, la energía efectivamente comercializada por el conjunto de esas dos empresas en dicho año representó una proporción cercana al 35% de la demanda total del SADI.

20 El plazo del contrato fue de ocho años, el precio de 40 u$s/MWh, ajustable con la inflación de EEUU. Las mencionadas centrales podían comprar en el mercado spot los faltantes, especialmente cuando no fueran despachadas.

21 En 1998, más del 58% de las compras netas de los distribuidores y grandes usuarios del MEM fueron canalizadas por el mercado de contratos.

De este modo, la partición horizontal de la transmisión fue realizada sobre bases funcionales, creando, con las redes de alta tensión e instalaciones asociadas, una unidad empresaria encargada del transporte (TRANSENER S.A.) de forma tal que constituyera el vínculo entre las regiones eléctricas que integran el SADI. Así, TRANSENER opera cerca de 7000 km de líneas de 500 kV y alrededor de 500 km de líneas en 220 kV, junto con el correspondiente equipamiento auxiliar y de las respectivas estaciones transformadoras.

Por otra parte, con las redes y el equipamiento utilizados para la transmisión al interior de cada región, que no perteneciera al ámbito provincial, se formaron unidades de distribución troncal y se concesionaron a transportistas regionales para prestar el servicio a todos los agentes de las correspondientes regiones. Dependiendo de la región que se trate, puede existir solapamiento entre las tensiones manejadas por los transportistas regionales y el nacional.

Además de TRANSENER y las distribuidoras troncales, otros actores del sistema (generadores, distribuidores, grandes usuarios) pueden realizar lo que se denomina Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte.

Puesto que los transportistas (TRANSENER y la Distribuidoras Troncales) recibieron la concesión de instalaciones existentes, la normativa regulatoria dispone que la remuneración que retribuye los servicios prestados por esto actores está dirigida a cubrir los costos de operación y mantenimiento de la red, con un margen razonable de ganancia empresaria. Para cubrir estos conceptos, los transportistas reciben una remuneración por la potencia y energía transportada y otra por poner a disposición de los usuarios de la red la capacidad de transporte de las líneas y los equipos de las estaciones transformadoras. Esa remuneración es revisada por el ENRE cada cinco años.

Toda vez que una línea o equipo de conexión o transformación falle, al transportista se le aplica una penalización que luego es reintegrada a los usuarios de dicho equipo como único resarcimiento por la indisponibilidad del transporte.

La regulación está orientada a que los usuarios de la red de transporte paguen los montos que debe cobrar el transportista según su contrato de concesión en relación directa al uso que hacen de las instalaciones. No corresponde aquí detallar los complejos mecanismos que se utilizan a tales efectos [22]. Sin embargo, es importante mencionar que estos mecanismos se utilizan también para determinar la responsabilidad de los agentes del MEM en el pago de las ampliaciones de la red de transporte.

Los transportistas no están habilitados para decidir por sí mismos ampliaciones mayores de la red. A pesar de ello, TRANSENER es responsable de la realización de estudios prospectivos de la red de transporte a fin de anticipar eventuales problemas en la operación futura de la red [23].

Cada ampliación del sistema de transporte puede dar origen a la aparición de un transportista independiente, encargado de la construcción y operación de las nuevas instalaciones, aunque bajo la supervisión técnica del concesionario de la red de transporte [24].

Las ampliaciones pueden hacerse mediante acuerdo de partes o por concurso público. Si bien en los acuerdos de partes el único responsable de amortizar las inversiones en las nuevas instalaciones es la parte contratante, el resto de los agentes del MEM puede hacer uso de estas instalaciones asumiendo un costo similar al que se paga al concesionario de transporte por el uso de las instalaciones existentes.

22 En términos generales, la responsabilidad en el pago se establece según la incidencia que cada agente tiene sobre los flujos de transporte y no en función de los beneficios económicos que la red le reporta. Por tanto, los compromisos de pago no siempre se corresponden con los beneficios económicos obtenidos por cada agente del MEM.

23 Estos estudios deben ser puestos a disposición de todos los agentes del MEM.

24 Por esta supervisión el transportista independiente debe pagar al concesionario de la red una retribución, tanto en la etapa de construcción como durante el período de operación de las nuevas instalaciones.

Las ampliaciones realizadas por concurso público deben sujetarse a un procedimiento que garantice la aprobación del proyecto en audiencia pública por parte de la mayoría los "beneficiarios" de la ampliación. Una vez aprobada la realización de las obras se llama a concurso público para seleccionar al transportista independiente que se hará cargo de la construcción y posterior operación de la ampliación. Todos los agentes identificados como beneficiarios están obligados a pagar el canon de amortización durante un período de 15 años, en proporción directa a su participación en los "beneficios" [25].

Distribución

La distribución es la actividad de la cadena eléctrica que presenta mayor diversidad de situaciones, ya sea porque el proceso de reorganización institucional y de privatización en el ámbito de las provincias fue mucho más lento, o debido a la composición y densidad de los mercados locales. Tal como se ha expresado, en algunas provincias [26] la mayor parte de la distribución está a cargo de empresas cooperativas. En otras, aunque el número de estas empresas es muy numeroso (Buenos Aires, Córdoba), las mismas abastecen a pequeñas localidades, teniendo a su vez como proveedoras a las empresas provinciales (o sus sucesoras privadas) en la mayor parte de los casos.

Las empresas distribuidoras son los únicos actores del sistema de abastecimiento a los que la normativa regulatoria le fija la obligación de abastecer toda demanda solicitada por los usuarios dentro de su área [27]. Dicha disposición las incentiva a buscar los mecanismos para asegurarse el abastecimiento, llegando incluso a interesar a inversores en el ámbito de la generación para instalar centrales por medio de contratos de compra de la energía y potencia requeridas.

A diferencia de los transportistas, que están obligados a mantener la disponibilidad de sus equipos, los distribuidores deben responder por los cortes de suministro que sufran sus clientes, cualquiera sea la causa que los haya originado. Si las interrupciones de suministro reducen la calidad del servicio prestado por debajo de los límites mínimos fijados en sus contratos de concesión, los distribuidores son sancionados económicamente, al margen de que sus instalaciones hayan estado disponibles y los cortes obedezcan a déficit de generación o a fallas en el sistema de transporte.

EL cuadro tarifario inicial referido al segmento regulado del mercado es establecido dentro del contrato de concesión, de modo tal que los distribuidores no están habilitados para convenir con los usuarios de su área. La legislación establece que las tarifas cobradas a los consumidores finales deber cubrir la totalidad de los costos del distribuidor. En tal sentido, corresponde el pass through de los costos originados en los segmentos anteriores de la cadena (compra de la energía y pago del transporte), pero los costos que resultan específicamente en la actividad de distribución deben estar ajustados a condiciones de eficiencia.

25 La reglamentación a este respecto difiere si se trata de una ampliación de la red desde un nodo frontera del SADI hasta la frontera geográfica donde el sistema argentino se conectaría a la red de un país limítrofe. En este caso, los iniciadores deben tener contratos de importación o exportación preacordados para actuar como iniciadores de la ampliación. En su carácter de iniciadores se hacen cargo del pago del canon durante el período de amortización de las inversiones en proporción directa a su participación en la reserva de capacidad de las instalaciones.
Los costos de los vínculos internacionales, tanto durante el período de amortización como el de operación, son solventados exclusivamente por los agentes del MEM que participan de las transacciones internacionales que se canalizan por dicho vínculo. La única excepción a esta regla la constituyen los agentes del MEM que utilicen estas instalaciones para conectarse al SADI para sus transacciones habituales dentro del mercado argentino.

26 Tal es el caso de la provincia de La Pampa y de las provincias patagónicas.

27 Los generadores no están obligados a garantizar la disponibilidad de sus equipos ni a mantenerse en el largo plazo como oferentes en el mercado, si bien deben dar un preaviso de 1 año antes de retirarse del MEM. Se espera que el incentivo económico sea lo suficientemente fuerte como para propiciar el correcto mantenimiento de sus centrales y su permanencia en el mercado.
Los generadores no están obligados a garantizar la disponibilidad de sus equipos ni a mantenerse en el largo plazo como oferentes en el mercado, si bien deben dar un preaviso de 1 año antes de retirarse del MEM. Se espera que el incentivo económico sea lo suficientemente fuerte como para propiciar el correcto mantenimiento de sus centrales y su permanencia en el mercado.

Es por ello que el margen bruto de distribución (entre el precio de compra, incluyendo el transporte, y el ingreso medio de venta), así como el cuadro tarifarios está sujetos a revisión y aprobación del ente regulador (ENRE) cada cinco años. En el transcurso de cada período tarifario, se practican ajustes a las tarifas en función de las distintas componentes del costo. Los costos de compra se ajustan cada trimestre sobre base de los cambios en el precio spot estacional del mercado mayorista y los costos de distribución se ajustan con el índice de precios de Estados Unidos.

Todo cliente del área de concesión de un distribuidor que tenga la condición de gran usuario y que opte por contratar su abastecimiento con un generador o comercializador del MEM para hacer efectivo el suministro, debe pagarle un peaje al distribuidor en concepto de la prestación de la función técnica de transporte, por el uso de las instalaciones, cuyo valor depende del nivel de tensión al cual se conecta a la red [28]. Los grandes usuarios que contraten una potencia inferior a 100 kW (grandes usuarios menores y particulares) deben adicionar al costo del peaje un cargo por los servicios administrativos y técnicos de los contratos, a los que se hace acreedor el distribuidor del área [29].

1.4.3 La evolución reciente del sector eléctrico

La Ciudad de Buenos Aires, ha presentado en su evolución algunas características particulares, las cuales enmarcaron la evolución de la demanda y el desarrollo de la infraestructura de abastecimiento eléctrico. Entre las mismas merecen mencionarse que [30]:

- La población de la Ciudad ha permanecido casi invariable por más de medio siglo;
- Existieron cambios: en la disposición espacial de la población; retiro de algunas industrias y fuerte crecimiento de otras actividades económicas vinculadas al sector servicios, como por ejemplo:
  - El GBA (de fuerte crecimiento poblacional), depende en gran medida de las actividades de comercio y servicios de la CBA
  - El creciente papel internacional de Buenos Aires, particularmente como consecuencia de la apertura internacional (comercial y de privatizaciones)

Otros cambios de tipo socio-demográficos, como:

- la erradicación de asentamientos de "villas miseria",
- el "blanqueo" de consumos eléctricos ilegales [31],
- migración de la residencia de sectores medio-altos hacia algunos partidos del GBA, cercanos a la Ciudad, en los que se localizan clubes de campo, chacras y barrios cerrados,
- migraciones internas de la Ciudad hacia barrios con centros comerciales (subiendo la densidad de algunas zonas en detrimento de otras).
- En función de ello se observa en el Plan Territorial una propuesta en la que se darán señales para el restablecimiento del "equilibrio" poblacional (hacia la zona Sur).

28 El usuario puede optar por acordar con el distribuidor el uso prioritario de las instalaciones de distribución (transporte firme) o aceptar tener menor prioridad que los usuarios firmes y los clientes del distribuidor (transporte no firme). Como es lógico, la remuneración al distribuidor y las penalizaciones en caso de no cumplir con el servicio difieren en ambas alternativas. El organismo encargado del despacho de cargas fija trimestralmente los valores máximos vigentes en cada área de distribución.

29 Los distribuidores actúan, también, como agentes de retención de todos los impuestos (ya sean nacionales o provinciales) y tasas (municipales o para solventar los gastos de los entes reguladores) que graven el consumo de electricidad. Precisamente esta obligación generó algunos conflictos entre los distribuidores y los generadores, ya que algunas transacciones directas en el mercado mayorista evitaban el pago de ciertos impuestos provinciales. Los distribuidores entendían que el mantenimiento de tal situación era una discriminación hacia sus clientes y reducía su competitividad en el mercado frente a otros oferentes.

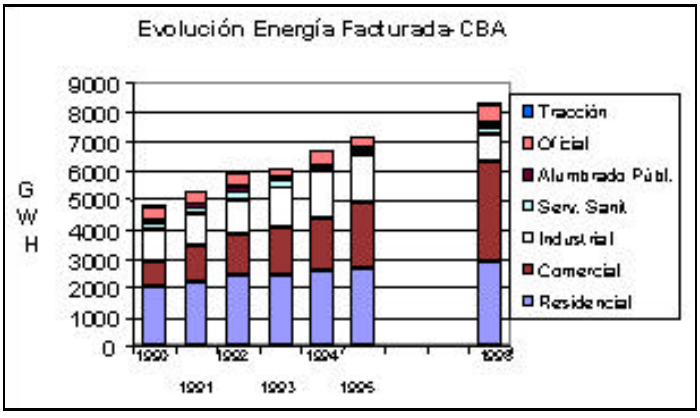
30 "Estudio sobre la capacidad de soporte de población y actividades por parte de los servicios urbanos en Buenos Aires" Informe Final Convenio CEA-UBA/ SPUyMA-GCBA.

31 En tres anos EDENOR y EDESUR normalizaron casi 700000 clientes, así se logró una reducción de pérdidas de casi un 14%. Luego con la aparición de nuevos asentamientos el consumo ilegal se ha incrementado en 30000 nuevas conexiones.

Estos procesos han impactado en la evolución de los consumos eléctricos de la Ciudad y del GBA (incluyendo el servicio cautivo y a grandes usuarios)

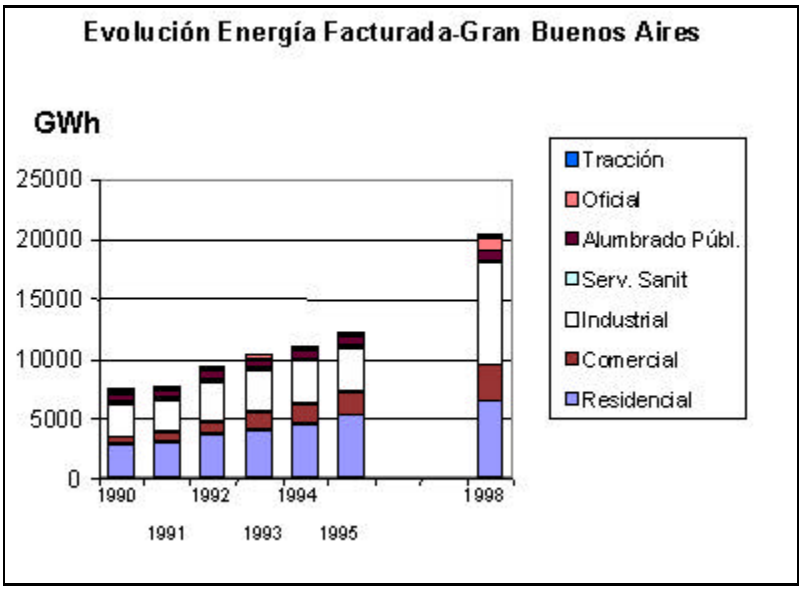
- Según Plot (ver bibliografía consultada) se observa una tendencia a la disminución del consumo por usuario en los cinturones del conurbano a medida que aumenta la distancia a la CF.
- En el documento "Problemas Energéticos y Ambientales..." se hace mención a una evolución creciente del consumo por usuario residencial en la CF. En 1985 se comprobó que el consumo medio era de 1476 kWh/usuario (luego veremos que este valor aumenta en 1998 en 1000 kWh), segmentado en: hogares de consumos altos y bajos consumos. El consumo medio se destinaba un 34% a iluminación y 66% a electrodomésticos y electrónicos.
- En el documento anterior se indica que entre 1985 y 1991 en el Area Metropolitana, mientras el consumo eléctrico se incrementa en un 14.4% el número de viviendas lo hace con un 12.8%, lo cual indica un posible incremento del equipamiento.
- En el documento del Banco Mundial (ver bibliografía) se destaca que el consumo de los usuarios correspondientes al primero y segundo quintal de ingreso han aumentado entre 1986 y 1996 un 72.1% y un 63.8%, respectivamente (básicamente asociado al "blanqueo de consumos ilegales"). Asociadamente se incrementó el porcentaje del gasto de electricidad (aunque levemente con respecto al transporte) en el total correspondiente a los servicios públicos.
- Las tasas de crecimiento (1990-1998) de la demanda han sido del 7.2% (Ciudad) y del 13.4 % a.a. (GBA) respectivamente.
- Por otro lado, mientras que en la Ciudad la demanda industrial decreció con una tasa de casi el -2% a.a. (1990-1998), para ese mismo ámbito, el sector comercial/servicios evolucionó con una tasa del 19.2% a.a. (Gráfico 1).
- Para el mismo período, en el GBA la industria creció con una tasa del 14.7% a.a (aunque man tuvo su participación en el total), y el comercio/servicios lo hizo con una tasa del 23.3%. (Gráfico 2).
- Dentro de este ámbito existieron relocalizaciones de industrias, promovidas por la generación de Polos Industriales, ubicados sobre las vías de comunicación al Mercosur.

Gráfico Nº 1



Fuente: Subsecretaría de Energía, Anuarios Estadísticos

Gráfico Nº 2



Fuente: Subsecretaría de Energía, Anuarios Estadísticos

El crecimiento permanente de la demanda eléctrica ha sido acompañado por una simultánea necesidad de infraestructura de abastecimiento.

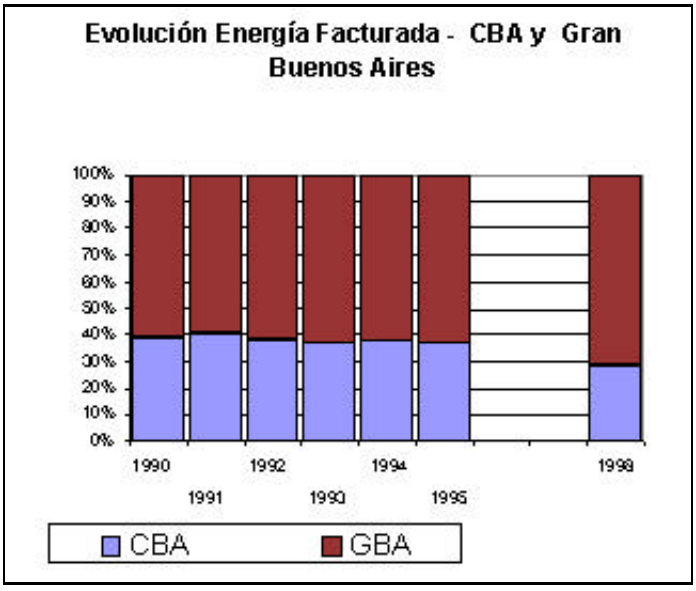
Sumado a los cambios estructurales mencionados se han producido importantes modificaciones en los usos y hábitos de consumo de los usuarios, entre los que cabe especial mención: la fuerte incorporación de electrodomésticos (incluyendo luminarias) nuevos y/o de nueva generación, que con la apertura económica incursionaron en el mercado masificándose a través de precios cada vez mas bajos como por ej: TV, equipos de audio, microondas, tostadoras, lavavajillas, etc. Estas incorporaciones y modificaciones han generado además de una variación de los valores absolutos de la demanda, una modificación en la curva típica del consumo, que se tradujo en una reducción significativa del factor de carga [32] del Sistema Interconectado Nacional, de un 89% en 1986 a 60% en 1998.

La conjunción de todos estos factores, han alterado la posición relativa de la Ciudad respecto del GBA, según puede observarse en el Gráfico 3.

En coincidencia con este desempeño la incorporación de grandes usuarios ha sido con mayor intensidad en el GBA que en la Ciudad. Efectivamente, en el primero , en 1994 los GU representaban el 3% del total de la demanda , para luego ocupar el 24% en 1998 (un 80% de origen industrial). En cambio en la Ciudad su participación creció de un 1% a un 16%, concentrándose fundamentalmente en tres sectores: comercial, industrial y tracción.

32 El factor de Carga indica el grado de utilización de la infraestructura en situación de carga máxima (un permanente estado de carga máxima presenta un factor de carga igual al 100%)

Gráfico Nº 3



Fuente: Subsecretaría de Energía, Anuarios Estadísticos.

Estos importantes cambios hacen suponer probables deficiencias en la adaptación de la infraestructura destinada al abastecimiento del servicio eléctrico. Estas deficiencias se ven en parte corroboradas por el número (casi creciente) de reclamos de los usuarios sobre el producto técnico, comercial y falta de suministro. En el documento del Banco Mundial en el que se analizan los resultados de las privatizaciones en la Argentina, se observa que de una muestra de usuarios encuestados se detectó un aumento entre nov/98 y marzo/99 de casi el 6% en los problemas del servicio, concentrándose principalmente en los cortes no programados (el 64% de los reclamos), los problemas de baja tensión (Sur del GBA), y los errores de facturación.

Por otro lado en la estructura de las inversiones de las empresas distribuidoras en las que se observa que la renovación y recuperación de redes ocupa el 18,7% del total. Con relación a este último aspecto, cabe mencionar los problemas planteados por los reiterados cortes de servicio en el área metropolitana en el transcurso de los últimos meses, dentro de los que se destaca por su magnitud el originado por la salida de servicio de una importante estación transformadora de EDESUR.

1.4.4 Situación Actual del Sistema

EDENOR y EDESUR abastecen la demanda eléctrica del Area Metropolitana. Los límites del Area de concesión en la ciudad son las avenidas Pueyrredón, Córdoba, Vías del FFCC San Martín, Av. Gral. San Mart y General Paz, además del Río de la Plata.

Si bien, como se mencionara, las empresas distribuidoras constituyen monopolios, los grandes usuarios, con una potencia superior a 50 kW, están en condiciones de firmar contratos directos con generadores y abonarles a los transportistas y distribuidores el precio correspondiente al peaje por la compra de energía. En el ámbito del Area Metropolitana (CBA y GBA) que abastecen las dos empresas, los Grandes Usuarios del MEM representan aproximadamente el 20% de la demanda total de energía, correspondiendo el 66% al sector industrial, ubicado en su mayoría fuera del área de la Ciudad de Buenos Aires (ver Cuadro siguiente).

Dentro de la órbita de las dos distribuidoras juntas (usuarios cautivos), en 1998 el consumo de la Ciudad de BA se concentró en los sectores residencial y comercial. Ambos consumieron el 78.2%

de la energía total (7370 GWh) y el 97% del total de los usuarios (1.462.897). El sector industrial, con decreciente participación en los últimos años ocupó en ese área, solamente un 6.8% del total.

Cuando el área considerada incorpora al Gran Buenos Aires, estos porcentajes se modifican y el sector industrial cautivo de las distribuidoras representa aproximadamente el 22.1 % del total de la demanda, mientras que si se incorporan al total del consumo eléctrico de la ciudad a los grandes usuarios que compran mediante contratos, este porcentaje se eleva casi al 31% de las ventas totales de energía, según puede observarse en los cuadros siguientes.

Dentro de los Grandes Usuarios, el sector industrial y el comercial representan el 85.5% del total. Los consumos por usuario en el primer sector mas que triplican a los del primero.

Cuadro Nº 1

Consumo Sectorial (*) - 1998 - GWh					
	CBA	GBA	Total Distrib	GU MEM	Demanda Total
Residencial	2911,8	6004,5	8916,3	4,9	8921,2
Comercial	2850,4	2364,3	5073,7	1066,8	6140,5
Industrial	501,1	4365,2	4866,3	3606,6	8472,9
Ssanitarios	13,1	12,1	25,2	381,1	406,3
Alumbrado	163,3	801,4	964,7	0,0	964,7
Oficial	565,2	884,4	1449,6	37,8	1487,4
Otros	299,5	364,8	664,3	0,0	664,3
Tracción	65,2	39,8	105,0	365,2	470,2
Total	**7370**	**14836**	**22065**	**5462**	**27528**
Consumo Sectorial - 1998 - (%)					
	CBA	GBA	Total Distrib	GU MEM	Demanda Total
Residencial	39,5	40,5	40,4	0,1	32,4
Comercial	38,7	15,9	23,0	19,5	22,3
Industrial	6,8	29,4	22,1	66,0	30,8
SSanitarios	0,2	0,1	0,1	7,0	1,5
Alumbrado	2,2	5,4	4,4	0,0	3,5
Oficial	7,7	6,0	6,6	0,7	5,4
Otros	4,1	2,5	3,0	0,0	2,4
Tracción	0,9	0,3	0,5	6,7	1,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

CONSUMO/USUARIO (kWh/usuario) TOTAL					
	CBA	GBA	Total Distrib	GU MEM	Total
Residencial	2396	2385	2388	4900000	2390
Comercial	13993	9041	10909	1601802	13184
Industrial	19342	71197	55793	5094068	96362
Ssanitarios	583987	5335	10985	23818750	175887
Alumbrado	20412500	14059649	14841538		14841538
Oficial	175193	117220	134584	18900000	138067
Otros	20469	25073	22764		22764
Tracción	541722	756565	607012	20288889	2461848
Total	5038	5178	5098	3871297	6358

FUENTE: Secretaría de Energía [33]

33 La información suministrada por la Secretaría en el documento Informe del Sector Eléctrico de 1998, presenta "estimaciones del facturado total discriminado por sectores, las cuales han sido realizadas a los efectos de no discontinuar la serie histórica, y básicamente desagregar los consumos correspondientes a Servicios Sanitarios y Tracción Eléctrica, algunos de los cuales aún son clientes de la Distribuidora y en su gran mayoría, han pasado a ser Grandes Usuarios del MEM".

(*) Dado que la información obtenida sobre los Grandes Usuarios que compran con contrato, no viene desagregada en CBA y Gran Buenos Aires, los mismos han sido estimados proporcionalmente a la participación de cada área en los consumos totales sectoriales.

Los consumos de los Servicios Sanitarios corresponden fundamentalmente al bombeo para la producción y distribución de agua potable (en proyecto se prevé la incorporación de plantas elevadoras de líquidos cloacales).

Luego de la potabilización del agua (se usa bombeo en el caso de la planta situada en Palermo; hay 13 bombas elevadoras de agua cruda que en forma rotativa la elevan para que el recorrido del agua durante el proceso se realice por gravedad. La otra planta potabilizadora ubicada en Bernal abastece al sur del Gran Buenos Aires y en situaciones eventuales a partes del sur de la Ciudad.

Las estaciones elevadoras ubicadas geográficamente para la captación de agua de los ríos subterráneos se ocupan (mediante el bombeo previo) de su posterior distribución y están ubicadas algunas en la Ciudad de Buenos Aires, y otras en el Gran Buenos Aires.

El proyecto para líquidos cloacales incluye dos estaciones elevadoras, una dentro de la Ciudad de Buenos Aires, en la zona de Boca-Barracas, y otra dentro de la Provincia de Buenos Aires, en la localidad de Wilde, Partido de Avellaneda.

El total del consumo de este sector representa el 1,5% de la demanda total del AMBA. El consumo de los grandes usuarios de este sector representa el 7% del total de los del Area mencionada (15 veces superior a la energía abastecida por la distribuidora).

Si bien las demandas totales en la CBA y GBA son similares (alrededor de 12.5 GWh), el consumo por usuario en la Ciudad, se estimó, como 100 veces superior al correspondiente al GBA. En su mayoría estos usuarios corresponden a sucursales regionales de la empresa Aguas Argentinas [34].

El alumbrado público explica mas de un 4.5% de la energía facturada (2.3 % en Ciudad y 5.0% en el GBA). El Gobierno de la Ciudad abona aproximadamente doce millones de pesos anuales por este servicio. Es notable la ausencia de grandes usuarios con contratos en este sector, ya que la demanda se encuentra fuertemente concentrada por usuario (más aún en la Ciudad), lo que les permitiría obtener un elevado margen de negociación con el generador.

El sector oficial corresponde a los consumos de los organismos públicos y representa en el ámbito de las distribuidoras casi el 7% (1450 GWh) de la facturación total, correspondiendo a la Ciudad el 39% de ese valor. Se ha estimado que la facturación anual del Gobierno de la Ciudad en estos edificios asciende a cerca de 35 millones de pesos. Este sector es muy heterogéneo ya que del mismo participan: establecimientos educativos, hospitales, bancos, aeropuertos y oficinas correspondientes a diversos organismos, todos ellos afectados a diferentes jurisdicciones (p.ej. de la ciudad o nacionales). Si bien los consumos por usuario (según se puede observar en el Cuadro anterior) son elevados, sólo se han detectado dos Grandes usuarios con contratos a término (Hospital Naval y el Aeropuerto Internacional de Ezeiza ubicado en el Sur del Gran Buenos Aires). Efectivamente se ha podido observar que existe un número poco despreciable de edificios públicos con consumos superiores a los 200.000kWh/mes y con una carga máxima que no supera los 1000 kW. Esto representa un bajo factor de carga o poca utilización de la potencia puesta a disposición que oscila, en muchos casos, entre el 22 y el 27%, lo cual es "sancionado" tarifariamente por la distribuidora. En casos así, los valores monetarios de la factura mensual asciende aproximadamente a los $25000.

34 Conjunto que comprendía a la Ciudad de Buenos Aires y a 13 de los más próximos a la citada ciudad, de los 19 municipios en que se dividía el GBA . Posteriormente, y hasta la actualidad, el servicio de Aguas Argentinas, que incorporó al Municipio de Quilmes, comprende a la Ciudad y 14 jurisdicciones del GBA .

La Tracción (Subtes y Trenes), representa un pequeño porcentaje de la demanda total eléctrica (0.9% de la demanda total en la Ciudad). Sin embargo puede observarse que a diferencia del alumbrado público y del sector oficial, existen Grandes Usuarios, cuyos consumos casi duplican a los de aquellos que se encuentran bajo la órbita de las concesionarias. En este caso, la concentración de los consumos ha sido utilizada en beneficio de las empresas consumidoras (transportistas privatizadas).

Desde el punto de vista de los mercados o áreas de concesión a los que EDENOR y EDESUR abastecen, en el ámbito del GBA los porcentajes de participación en la facturación total son 70.9% y 29.1% respectivamente, mientras que en la Ciudad dicha estructura se reparte en un 31% y 68.8%. Los Grandes usuarios se reparten en el AMBA según la siguiente distribución: 55.5% y 44.5 % respectivamente. En el área de concesión de EDENOR los principales consumidores de este tipo se encuentran en La Matanza, Pilar y Tigre. Finalmente EDESUR presenta sus principales consumos de GU en Avellaneda y Quilmes.

En el siguiente cuadro se ha volcado la participación sectorial empresaria en el total del consumo sectorial eléctrico del AMBA.

Cuadro Nº 2

Participación de EDENOR en el total del consumo(%)					
	CBA	GBA	Total Distrib	GU MEM	Demanda Total
Residencial	32,3	62,2	52,4	100,0	52,4
Comercial	26,6	66,5	46,0	44,3	45,7
Industrial	30,8	82,1	76,8	61,0	70,1
SSanitarios	0,0	0,0	0,0	41,4	38,8
Alumbrado	32,6	66,3	60,6		60,6
Oficial	22,6	84,8	60,6	0,0	59,0
Otros	81,4	96,4	89,7	0,0	89,7
Tracción	30,4	0,0	18,9	53,5	45,8
Total	31,2	70,9	58,1	55,5	57,6

Participación de EDESUR en el total del consumo(%)					
	CBA	GBA	Total Distrib	GU MEM	Demanda Total
Residencial	67,7	37,8	47,6	0,0	47,6
Comercial	73,4	33,5	54,0	55,7	54,3
Industrial	69,2	17,9	23,2	39,0	29,9
SSanitarios	100,0	100,0	100,0	58,6	61,2
Alumbrado	67,4	33,7	39,4		39,4
Oficial	77,4	15,2	39,4	100,0	41,0
Otros	18,6	3,6	10,3	0,0	10,3
Tracción	69,6	100,0	81,1	46,5	54,2
Total	68,8	29,1	41,9	44,5	42,4

Puede observarse que en cuanto a los sectores residencial-comercial EDENOR y EDESUR prácticamente se reparten el mercado, pero en el sector industrial, la primera empresa la que concentra el 76,8% de la demanda. Con la incorporación de los grandes usuarios al análisis, puede observarse que si bien se modifica la participación empresaria en el abastecimiento sectorial, sigue siendo EDENOR, quien tiene preeminencia en la industria del ámbito analizado (70,1%, 5936 GWh sobre un total de 8473 GWh).

En el caso del alumbrado público de la Ciudad, EDESUR concentra el 67,4% de la energía facturada, mientras que si se observa el GBA, EDENOR pasa a ocupar un lugar predominante, con el 66,3%. Situación similar ocurre con los organismos oficiales, que en la Ciudad están en un 77,4% abastecidos por EDESUR, y en el GBA en un 84.8% por EDENOR.

1.4.4.1 Area de Concesión de EDENOR

El área de Edenor abarca 4.637 km2 con un total de 7.020.000 habitantes en 1999, y un total de 2.235.340 usuarios, o sea 1.513 hab/km2 y 482 usu/km2. La energía facturada por habitante (kWh/hab) y por usuario (kWh/usu) asume los siguientes valores: 1.823 y 5.725, la primera y la segunda respectivamente. La densidad de población incide notablemente en la distribución territorial de la potencia instalada (MVA) en los Centros de Transformación. Así, se puede observar que en el área Norte- de la Ciudad, la relación MVA/km2 es alta en comparación con la media de la empresa. Algo similar puede observarse en el caso de la relación, entre energía facturada en MWh y superficie (a nivel de EDENOR 2,8GWh/km2).

En la totalidad del área de EDENOR S.A., existen 64 subestaciones de transformación de Alta a Media Tensión, de ellas, 16 (preliminar) se encuentran dentro de la Ciudad de Buenos Aires (Informe CEA).

Esta empresa abastece el 58.1%, del mercado total de las distribuidoras (CBA y GBA) (ver Cuadro Nº 2). Aproximadamente (ver Cuadro Nº 3) el 18% de su demanda se encuentra en la Ciudad de Buenos Aires, correspondiendo a los sectores residencial y comercial un 73.9%, representando la industria un 6.7%. El eje del desarrollo residencial y comercial se localiza en las avenidas Santa Fe y Cabildo. Las zonas residenciales de alta densidad se ubican en Recoleta, Palermo y Belgrano, a partir de las cuales disminuye la densidad en forma progresiva. Dentro de este área, no se aprecian zonas de concentración con predominio del uso industrial, aunque existen localizaciones puntuales de industrias de los rubros eléctrico, electrónico, textil, medicinal, bodeguero, etc. Otras grandes instalaciones son: las dársenas D y E del Puerto de Buenos Aires (incluidas areneras y playas de estibaje), el Aeroparque Jorge Newbery, la Ciudad Universitaria, la Terminal de Omnibus de Retiro y la planta potabilizadora de Aguas Argentinas.

En esta zona también existen, equipamientos recreativos con significativas superficies verdes.

En el GBA, para la misma empresa, la estructura de consumidores se modifica, y el sector industrial ocupa un 34,1% de la energía facturada. Por su parte, los grandes usuarios son en un 72,6% de origen industrial.

Todos los servicios sanitarios están abastecidos por contratos. (entre otros la planta potabilizadora de Aguas Argentinas). El alumbrado público y el sector oficial se encuentran en su totalidad abastecidos por la distribuidora.

La mayor parte de la línea D y una pequeña parte de la línea B (estación Federico Lacroze) de subterráneos se desarrollan bajo el área de concesión de EDENOR; el consumo eléctrico representa el 0,9% del total del consumo de la Ciudad (16,6 GWh).

Cuadro Nº 3

EDENOR	Consumo Sectorial - 1998 - GWh				
	CBA	GBA	Total Distri	GU MEM	Demanda Total
Residencial	939.3	3732.3	4671.6	4.9	4676.5
Comercial	759	1572.4	2331.4	472.8	2804.2
Industrial	154.1	3582.4	3736.5	2199.6	5936.1
Ssanitarios	0	0	0	157.6	157.6
Alumbrado	53.3	531.1	584.4	0	584.4
Oficial	127.7	750.1	877.8	0	877.8
Otros	243.8	351.8	595.6		595.6
Tracción	19.8	0.0	19.8	195.5	215.3
Total	2297.0	10520.1	12817.1	3030.4	15847.5

Estructura EDENOR					
	CBA	GBA	Total Distrib	GU MEM	Demanda Total
Residencial	40.9	35.5	36.4	0.2	29.5
Comercial	33.0	14.9	18.2	15.6	17.7
Industrial	6.7	34.1	29.2	72.6	37.5
Ssanitarios	0.0	0.0	0.0	5.2	1.0
Alumbrado	2.3	5.0	4.6	0.0	3.7
Oficial	5.6	7.1	6.8	0.0	5.5
Otros	10.6	3.3	4.6	0.0	3.8
Tracción	0.9	0.0	0.2	6.5	1.4
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

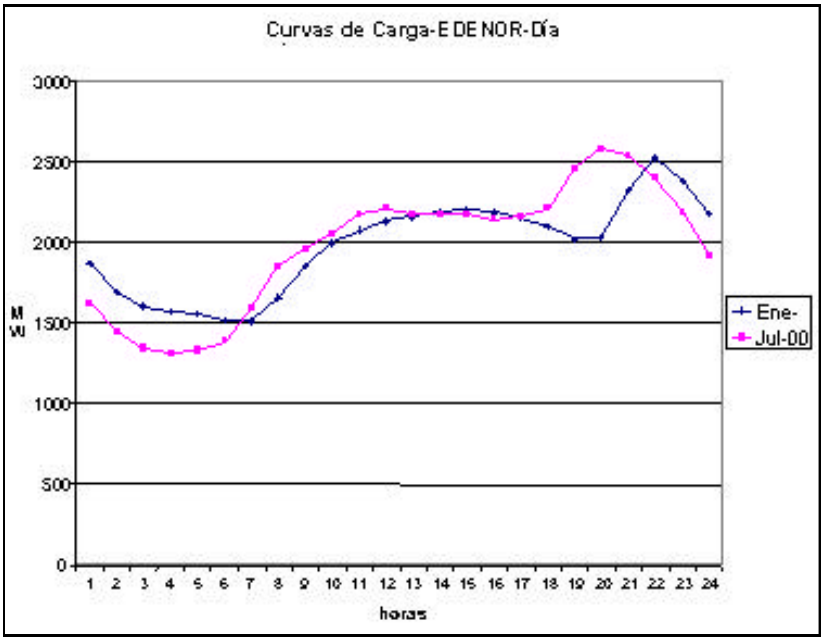
EDENOR	CONSUMO/USUARIO (kWh/usuario)				
	CBA	GBA	Total Distri	GU MEM	Cons/Usua Total
Residencial	2372	2436	2423	4900000	2425
Comercial	18789	8895	10735	1597297	12894
Industrial	21299	77486	69883	5596947	110211
Ssanitarios	0	0	0	31520000	70232
Alumbrado	8883333	11802222	11458824	0	11458824
Oficial	157849	152243	153033	0	153033
Otros	17308	24570	20969	0	20969
Tracción	0	0	4953250	24437500	17942750
Total	5009	5921	5734	4310669	7087

Los consumos por usuario que se observan en el cuadro anterior reflejan una escasa dispersión con respecto a los mismos consumos/usuario suma de las tres empresas.

Solamente se destacan en los extremos: los consumos comerciales, un 34% por encima de la media en la Ciudad, y el alumbrado público un 56% por debajo en el mismo ámbito geográfico. En el GBA el consumo por usuario del sector oficial es un 30% superior a la media.

En cuanto a las características de la demanda que abastece la empresa desde el punto de vista de la potencia, el Gráfico siguiente presenta las curvas de carga diarias reales, correspondientes a los meses de julio de 1999 y enero de 2000, los cuales presentan las demandas máximas estacionales de invierno y verano respectivamente.

Gráfico Nº 4



Fuente: CAMMESA

Puede observarse que existen dos desplazamientos: uno correspondiente a los valores horarios de la potencia (usos calóricos), y el otro correspondiente al desfasaje horario de las cargas (debido fundamentalmente al grado de heliofanía).

La carga máxima (Ciudad+GBA) en 1999 fue de 2650 MW y ocurrió el 15 de julio a las 20 hs. La carga máxima en lo que va de 2000, fue de 2582 MW y ocurrió el 20 de enero a las 22 hs.

Durante el valle nocturno (24-6hs), se observa que el verano presenta una carga superior a la del invierno, esto es debido fundamentalmente a la utilización de aire acondicionado y a la mayor cantidad de actividades nocturnas de recreación. Al comienzo de la mañana se destaca una escasa superioridad en la curva de invierno (iluminación), la cual prácticamente no presenta un valle diferenciado significativo hacia el final de las actividades diarias. Diferente es en el caso del verano en el que sí se observa la caída de la actividad para luego incrementarse la demanda entre las 20 y las 22 hs, debido fundamentalmente al uso iluminación-TV en el sector residencial.

El factor de carga (Energía total/Potencia Máxima/hs), indica el grado de racionalidad de la demanda, en cuanto al uso eficiente de las instalaciones (que en el caso eléctrico corresponden a la carga máxima). En el caso de EDENOR, se observa un factor de carga levemente superior en el invierno con respecto al verano, presentando en ambos casos valores elevados, que rondan el 81%.

1.4.4.2 Area de Concesión de EDESUR

El área de EDESUR abarca 3.309 km2 con un total de 6.055.500 habitantes en 1998, y un total de 2.092.813 usuarios, o sea 1.830 hab/km2 y 632 usu/km2 (valores un 21 y un 31% por encima de EDENOR). La mayor densidad se verifica en la sucursal de Centro con 24.000 hab/km2 y la menor en Lomas de Zamora con 550 hab/km2. Las energías facturadas por habitante (kWh/hab) y por usuario (kWh/usu), asumen los siguientes valores: 1.527 y 4.419 la primera y la segunda respectivamente (valores un 17 y un 23% por debajo de los de EDENOR).

En la sucursal Centro se encuentran los edificios e instalaciones del Poder Ejecutivo Nacional y del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, así como innumerables oficinas (públicas y privadas) y comercios de mediana y pequeña envergadura. En el área denominada Microcentro se encuentra la mayor densidad de carga de toda el área de concesión de EDESUR S.A., con 160 MVA/km².

Asimismo, se encuentra la mayor concentración de equipamientos del espectáculo, gastronómicos y de actividad nocturna en general como también una parte importante del área residencial, como el Barrio Norte, de altísima densidad.

También destacan por su importancia las muy concentradas áreas comerciales y residenciales de Once, Caballito y Flores. En la zona de Constitución, Barracas y Parque Patricios existen importante complejos hospitalarios.

La Boca, Barracas, Parque Patricios, Nueva Pompeya y Mataderos, constituyen áreas de concentración de pequeñas y medianas industrias y talleres, preferentemente textiles, indumentaria, alimentación, metalurgia, gráficos, frigoríficos y mecánicos entre otros.

Cuadro Nº 4

EDESUR	Consumo Sectorial (*) - 1998 - GWh				
	CBA	GBA	Total Distri	GU MEM	Total facturado
Residencial	1973	2272	4244.7		4244.7
Comercial	2091	792	2742.3	594	3336.3
Industrial	347	783	1129.8	1407	2536.8
Ssanitarios	13	12	25.2	223.5	248.7
Alumbrado	110	270	380.3		380.3
Oficial	437	134	571.8	37.8	609.6
Otros	56	13	68.7		68.7
Tracción	45	40	85.2	169.7	254.9
Total	5073	4316	9248	2432	11680
Estructura EDESUR (%)					
	CBA	GBA	Total Distrib	GU MEM	Demanda Total
Residencial	38.9	52.6	45.9	0.0	36.3
Comercial	41.2	18.3	29.7	24.4	28.6
Industrial	6.8	18.1	12.2	57.9	21.7
Ssanitarios	0.3	0.3	0.3	9.2	2.1
Alumbrado	2.2	6.3	4.1	0.0	3.3
Oficial	8.6	3.1	6.2	1.6	5.2
Otros	1.1	0.3	0.7	0.0	0.6
Tracción	0.9	0.9	0.9	7.0	2.2
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

EDESUR	CONSUMO/USUARIO (kWh/usuario)				
	CBA	GBA	Total Distri	GU MEM	Cons/Usua Total
Residencial	2408	2305	2351	0	2351
Comercial	12807	9347	11062	1605405	13438
Industrial	18583	51915	33474	4466667	74465
Ssanitarios	583987	371739	458182	20318182	3768182
Alumbrado	55000000	22525000	27164286	0	27164286
Oficial	180998	51307	113565	18900000	121024
Otros	101715	56348	88303	0	88303
Tracción	377198	818867	504142	16970000	1424022
Total	5051	3965	4419	3435028	5579

EDESUR abastece el 42.4%, del mercado total (Ciudad y GBA). Aproximadamente el 55% de su demanda se encuentra en la Ciudad de Buenos Aires, correspondiendo la misma en un 80.1% a los sectores residencial y comercial y representando la industria un 6.8%. El alumbrado público (2.2%) y el sector oficial (8.6%) representan el 10.8% de la energía facturada (547 GWh).

En el GBA la estructura se modifica: el sector industrial ocupa un 18,1% de la energía facturada, el alumbrado público asciende su participación en un 6,3% y el sector oficial por el contrario, desciende su participación en un 5,5%.

Los grandes usuarios son en un 57,9% de origen industrial. Prácticamente todos los servicios sanitarios están abastecidos por contratos, mientras que el alumbrado público, se encuentra en su totalidad abastecido por la distribuidora. Sólo se han detectado, según se adelantara, dos usuarios del sector oficial que han firmado contratos a término.

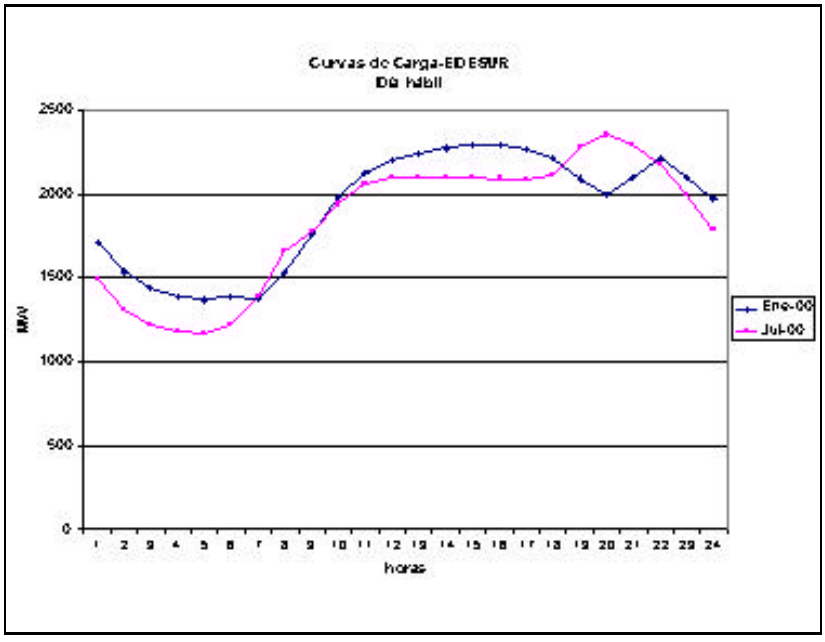
La demanda de tracción eléctrica de esta empresa representa el 54,2% de la demanda sectorial de CIUDAD y GBA (EDENOR+EDESUR), a su vez el 67% de esa demanda está suministrada a través de contratos a término.

Los consumos por usuario que se observan en el cuadro anterior en general reflejan una escasa dispersión con respecto a los mismos consumos/usuario promedio de las dos empresas.

Sin embargo son altamente significativos los elevados valores relativos que se observan tanto en los servicios sanitarios (tanto en el área de influencia de la empresa como en los grandes usuarios), como en el alumbrado público.

En cuanto a las características de la demanda que abastece la empresa desde el punto de vista de la potencia, el Gráfico siguiente presenta las curvas de carga diarias reales, correspondientes a los meses de julio de 1999 y enero de 2000, los cuales presentan las demandas máximas estacionales de invierno y verano respectivamente.

Gráfico Nº 5



Al igual que en EDENOR, puede observarse que existen dos desplazamientos: uno correspondiente a los valores horarios de la potencia (usos calóricos), y el otro correspondiente al desfasaje horario de las cargas (debido fundamentalmente al grado de heliofanía).

La carga máxima (CIUDAD+GBA) en 1999 fue de 2.351 MW y ocurrió el 15 de julio a las 20 hs. La carga máxima en lo que va de 2000, fue de 2.213 MW y ocurrió el 20 de enero a las 22 hs.

Durante el valle nocturno (24-6hs), se observa que el verano presenta una carga un 14% superior a la del invierno (1-6 hs), esto es debido fundamentalmente a la utilización de aire acondicionado y a la mayor cantidad de actividades nocturnas de recreación. Prácticamente durante las siguientes 4hs (al comienzo de la mañana) se destaca una igualdad de magnitud y de ocurrencia horaria. A partir de las 12hs. y hasta el final de las actividades de la tarde, en enero se verifican consumos superiores que oscilan alrededor del 10% por encima de la demanda de julio.

En ambas empresas se observa claramente en la noche el desfasaje horario/estacional de la carga máxima. La modificación de los husos horarios, adaptando actividades y sus consumos eléctricos asociados, a la disponibilidad de luz natural, permitiría generar ahorros tanto en las facturas de los usuarios, como en las inversiones de los distribuidores.

El factor de carga, de EDESUR, es superior en el verano (86%) con respecto al invierno (84%).

1.4.5 El desempeño del sistema eléctrico con posterioridad a la reforma

Luego de haber presentado sucintamente los rasgos principales de la reforma del sistema eléctrico argentino (destacándose aquellos de aplicación en el Area Metropolitana), así como las principales características de la evolución y situación actual del sector eléctrico en estudio, se trata de realizar aquí un análisis sobre el desempeño del mercado de distribución local centrando la atención en dos temas: la evolución de la estructura y el nivel de las tarifas y la calidad del servicio de ese sistema bajo las actuales modalidades de funcionamiento. A continuación se examinarán algunos aspectos relacionados con los mercados de distribución. Con relación a esto último el análisis se limitará al episodio del importante y prolongado corte de los servicios en el área de concesión de EDESUR S.A.

Con el objetivo de dar un marco al análisis mencionado, primeramente se enumerarán las principales características del comportamiento del mercado eléctrico nacional, atendiendo especialmente a las decisiones de inversión en generación y el uso de los recursos energéticos, al grado de competencia en dicho mercado, a la evolución del precio y a la expansión del transporte.

1.4.5.1 El desempeño del mercado eléctrico nacional

Las principales características de la evolución reciente del MEM, se resumen a continuación:

- La demanda de energía y la potencia instalada se expandieron durante el período 1992-1998, a una tasa anual media que rondó el 6,3%.
- La indisponibilidad térmica en 1998 representó menos de la mitad del alto nivel que se registró en 1992 (más del 50%).
- Ingreso de la CH Piedra del Aguila (1400MW) y progresiva incorporación de las turbinas de Yacyretá (1710 MW hasta fines de 1998)
- Los nuevos actores privados instalaron, entre 1992 y 1998, centrales térmicas por un total de alrededor de 2600 MW. Este comportamiento de los actores privados se debió a dos motivaciones fundamentales: por una parte, la inversión fue un instrumento de la competencia en el mercado de generación, y por otra, más recientemente, la posibilidad de exportar al sur de Brasil [35] se convirtió en un motivo adicional para la inversión en nuevas centrales.

35 Ya se han firmado contratos para la exportación de 1000 MW de potencia firme (comenzó la exportación en junio), que podría ampliarse hasta 5000 MW en el futuro próximo, según indica el documento de Prospectiva del Sector Eléctrico de 1999.

- Dinámico proceso de inversión en nuevas centrales térmicas, utilizando tecnologías que incorporan los últimos avances tecnológicos (con marcada mejora de rendimientos), ya sean turbinas de gas a ciclo abierto o ciclos combinados, con baja intensidad y la rápida recuperación del capital y condiciones más o menos ventajosas con que podían celebrar sus contratos de pro visión de gas natural, ya que algunos proyectos fueron llevados adelante por empresas petroleras o vinculadas a la cadena del gas [36].
- Fuerte desarrollo de ámbitos competitivos de mercado especialmente en las diferentes categorías de los grandes usuarios, y en especial en el ámbito de la generación.
- Sostenida tendencia decreciente de los precios en el mercado mayorista [37] (en el período 1991-1998 implicó una reducción de más del 50%), que respondió a una diversidad de factores entre los que merece mencionarse:
- La entrada de la central hidroeléctrica de Piedra del Aguila (1400 MW) hacia fines de 1992,
- mejora de las condiciones de hidraulicidad
- progresivo ingreso de las turbinas de Yacyretá (con perspectivas de aumento de su capacidad de acuerdo al Plan de Obras Públicas Nacional.
- Incorporación de centrales térmicas con menores consumos; gas natural a bajo costo, con relativas restricciones estacionales
- Preponderante estrategia de comprar la mayor parte de la demanda en el mercado spot, que le permite a los distribuidores minimizar el nivel de riesgo ya que, como se ha expresado más arriba, los ajustes del pass through se realizan sobre base del nivel estacional del mercado spot [38].
- En lo que se refiere a los grandes usuarios, sus compras se dirigen esencialmente al mercado a término, en donde la diferencia del precio con el mercado spot no supera el 5% del nivel de este último precio.
- la experiencia recogida en los años transcurridos desde la reforma respecto de la regulación de las ampliaciones de la red de transporte del SADI muestra que los mecanismos propuestos para decidir su ejecución y distribuir los costos emergentes, presenta serios problemas que implican una asignación ineficiente de los recursos. "El ente regulador nacional (ENRE) en su informe anual 1996 realizó severas críticas al procedimiento previsto e identificó con claridad los aspectos que obstaculizan la dinámica del proceso de decisión". La propia Secretaría de Energía en cierto modo también ha reconocido en forma implícita las mencionadas dificultades ya que ha comenzado a introducir cambios a la normativa, al menos en lo que se refiere a la posibilidad en algunos casos la iniciativa pueda ser asumida por la autoridad pública.

1.4.5.2 La evolución de la estructura y el nivel de las tarifas

En esta sección se examinan los principales cambios registrados en la estructura y el nivel de las tarifas en los mercados de distribución a partir del proceso de reforma del sistema eléctrico en el ámbito federal. El análisis se refiere especialmente a los mercados de distribución del área metropolitana; sin embargo, también se ha considerado de relevancia hacer referencia a algunos de los mercados provinciales con fines comparativos. Para ello se considerarán casos representativos del grupo de provincias que han privatizado sus servicios y algunas de aquellas que aun no lo han hecho.

36 En algunos casos el costo de oportunidad del gas era cero debido a que la alternativa era el venteo (Agua del Cajón- 370MW-, Filo Morado- 67,5 MW-).

37 De cualquier forma, el precio de la energía (como componente del precio monómico) parece haber alcanzado un punto cercano a su mínimo en enero de 1998 (13,03 $/MWh), ya que por debajo de ese nivel las centrales térmicas están en el límite de cobertura de sus costos operativos. De hecho, la progresiva disminución de los aportes hidráulicos, fue produciendo un incremento en los precios de la energía, hasta alcanzar el pico que se observa hacia agosto de 1999.

38 Claro está que este comportamiento cambiaría en un contexto donde primaran las expectativas de una reversión sostenida en la tendencia del precio del mercado spot. En tal caso, los distribuidores estarían muy predispuestos a celebrar contratos a precios fijos ya que, debido también a ese mecanismo de ajuste, obtendrían beneficios económicos adicionales.

Ante todo es importante recordar que, a partir del principio de libre acceso de terceros a las redes de distribución y de la progresiva reducción del límite que define las categorías de grandes usuarios (GUMA, GUME), las empresas distribuidoras de todo el ámbito nacional han enfrentado una competencia creciente de los generadores (a los que recientemente se han agregado los comercializadores) en el abastecimiento a los clientes mayores localizados en sus respectivas áreas de concesión.

La imposibilidad de las distribuidoras de otorgar un tratamiento tarifario diferencial a sus clientes las coloca en desventaja para competir con esos actores. A esto se agrega el hecho del diferente tratamiento impositivo de las transacciones eléctricas: mientras que las empresas distribuidoras deben actuar como agentes de retención de impuestos y tasas que gravan el consumo eléctrico dentro de su área de concesión, dicha obligación no es aplicable a sus competidores con la excepción del impuesto al valor agregado y las contribuciones para el financiamiento de CAMMESA y el ENRE. De este modo, los impuestos provinciales y las tasas municipales sólo afectan actualmente a los clientes de las distribuidoras.

La energía adquirida por los grandes usuarios mayores a través del by pass comercial a las empresas distribuidoras, representa en el caso del Area Metropolitana un 27.5% del consumo total. El precio medio pagado por los grandes usuarios mayores es muy semejante al nivel de precio spot del MEM. Esto muestra sin lugar a dudas que, tal como era previsible, a partir de la reforma, este conjunto de usuarios se ha visto beneficiado por el menor costo de la energía que compran.

Con relación a las tarifas aplicadas a los usuarios del segmento regulado del mercado de distribución, se observa un cambio significativo en la estructura de la tarifa residencial.

En efecto, con anterioridad al proceso de reforma, las tarifas residenciales presentaban de manera generalizada una estructura creciente por bloques de consumo. Aunque no fuera declarado de manera explícita dentro de los regímenes tarifarios establecidos en las diferentes jurisdicciones, una de las motivaciones para la aplicación de ese tipo de estructura tarifaria era sin duda la de contribuir a una mayor equidad social.

Junto con la privatización de los servicios eléctricos en el área Metropolitana (concesiones de EDESUR, EDENOR, EDELAP) se modificó la estructura de la tarifa residencial, introduciendo un esquema de precio medio descendente, tal como puede observarse en el Gráfico siguiente, el caso de EDENOR (las tarifas de EDESUR y EDELAP son muy semejantes) [39].

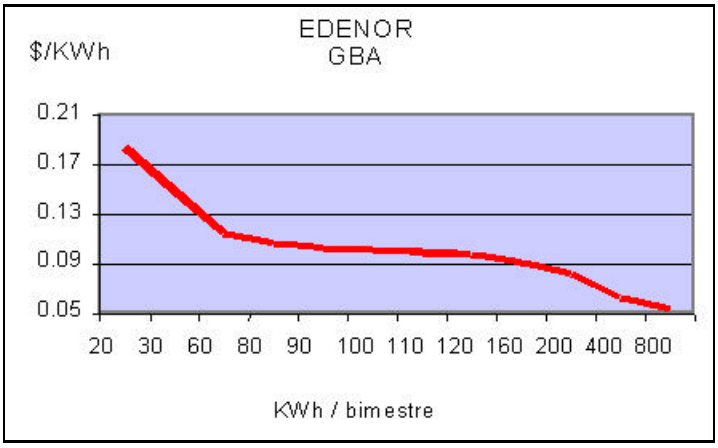
De hecho, este cambio en la estructura de las tarifas residenciales tiende a incentivar el consumo de los clientes de mayor capacidad de pago y, con ello, a mejorar la ecuación económica de las empresas distribuidoras. Es claro que, frente a una función de costos de corto plazo donde predominan las componentes fijas, un incremento en las ventas conlleva una diminución del costo medio de distribución y, en la medida en que la tarifa media se mantenga por encima de ese costo unitario, se logra una mayor masa de ganancia.

Sin embargo, esa estructura descendente de la tarifa residencial no parece responder a criterios claros desde el punto de vista teórico-técnico, ni a principios deseables desde la perspectiva de la política energética. Admitiendo que la tarifa se diseñe en función de la responsabilidad en los costos de los diferentes usuarios residenciales, no es claro que resulte necesariamente una estructura descendente ya que, si se utiliza el criterio de la porción de la potencia demandada por los diferentes grupos de usuarios en las horas de punta, es probable que la responsabilidad correspondiente sea creciente con el nivel de consumo.

39 Es importante destacar que según la Ley de Convertibilidad de 1991, no se aplica ningún tipo de indexación, sin embargo (según los contratos de concesión) las tarifas de varios de los servicios públicos se actualizan semestralmente con una fórmula que combina los índices de precios al consumidor (CPI) y al por mayor de productos industriales (PPI) de EEUU. Es de destacar que el índice estadounidense subió un 9% en los últimos cuatro años. Recientemente la Procuración del Tesoro dictaminó que estos ajustes resultan " inaplicables porque van en contra de la ley de convertibilidad".

En consecuencia, el resultado del prorrateo de costos entre grupos de usuarios es fuertemente dependiente del criterio que se utilice para determinar el grado de responsabilidad relativa y resulta a ese respecto muy difícil postular que alguno de ellos es "mejor" que los demás. Por otra parte, puesto que la mencionada responsabilidad difiere de un usuario residencial a otro, es inevitable la existencia de subsidios cruzados ente consumidores, cualquiera sea la estructura de la tarifa que se elija. Atendiendo a esto es claro entonces que escoger una tarifa de tipo descendente implica adoptar un esquema regresivo desde la perspectiva de la equidad social.

Gráfico Nº 6
Estructura tarifaria EDENOR (agosto 1999)



Fuente: Elaboración propia en base a información de ADEERA

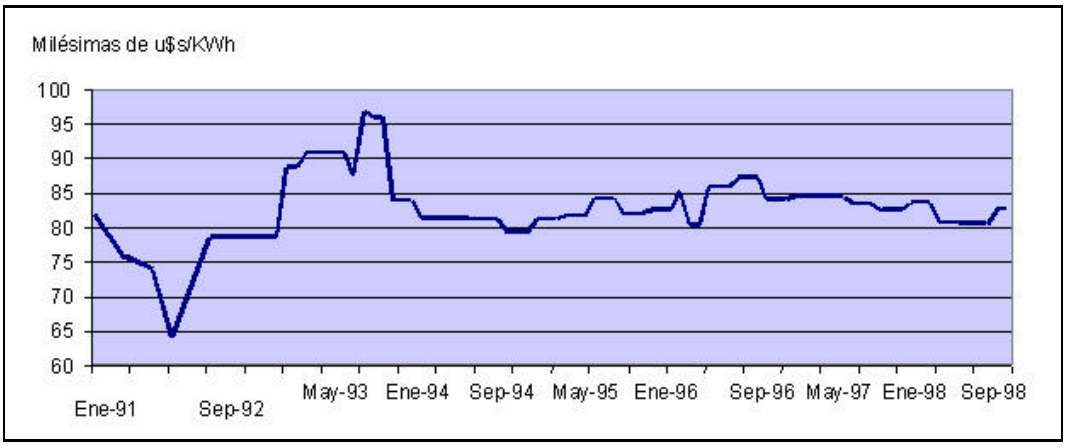
Además, al incentivar el consumo, ese tipo de política tarifaria es contraria al objetivo de conservación de la energía, con todas sus consecuencias sobre el uso eficiente de los recursos. Incentivar el consumo de energía resulta también contradictorio con la preservación del medio ambiente, especialmente si la energía eléctrica adicional es generada mediante el uso de recursos fósiles.

En suma, dicha estructura tarifaria atenta contra todas las dimensiones de un proceso de desarrollo de carácter sustentable.

En tercer término, el nivel de la tarifa media residencial en el área Metropolitana (expresada en u$s/KWh) muestra un comportamiento relativamente estable a partir de septiembre de 1993. La evolución previa a la privatización de los servicios septiembre de 1992) muestra ciertas variaciones derivadas de las alteraciones en la tasa real de cambio, pero culminando con un nivel inferior al que se observa con posterioridad.

Atendiendo a lo expresado respecto del cambio de estructura, para examinar esta evolución se ha tomado un nivel de consumo suficientemente superior al promedio nacional para el sector residencial (alrededor de 130 KWh-mes) a fin de atenuar la influencia de ese factor en el comportamiento de la tarifa media antes y después de la privatización de los servicios.

Gráfico Nº 7
Evolución de la tarifa media residencial en el área GBA (consumo de 200 KWh-mes)



Fuente: Elaboración propia en base a información del InstitutoArgentino de la Energía Gral. Mosconi.

Los picos que se observan en 1993 son muy probablemente el resultado de los mecanismos establecidos para el ajuste estacional en función de las variaciones del precio spot estacionalizado ya que entre marzo y mayo de 1993 dicho precio se incremento en más del 28%. Luego, la tendencia decreciente que registró el precio spot (ver Gráfico Nº 7) no parece reflejarse plenamente en la evolución de la mencionada tarifa.

Es posible que en la próxima revisión tarifaria quinquenal y con la culminación del período de contrato con las centrales de Puerto y Costanera se produzca una reducción en el nivel de las tarifas, reflejando de modo más pleno la reducción observada en el precio mayorista.

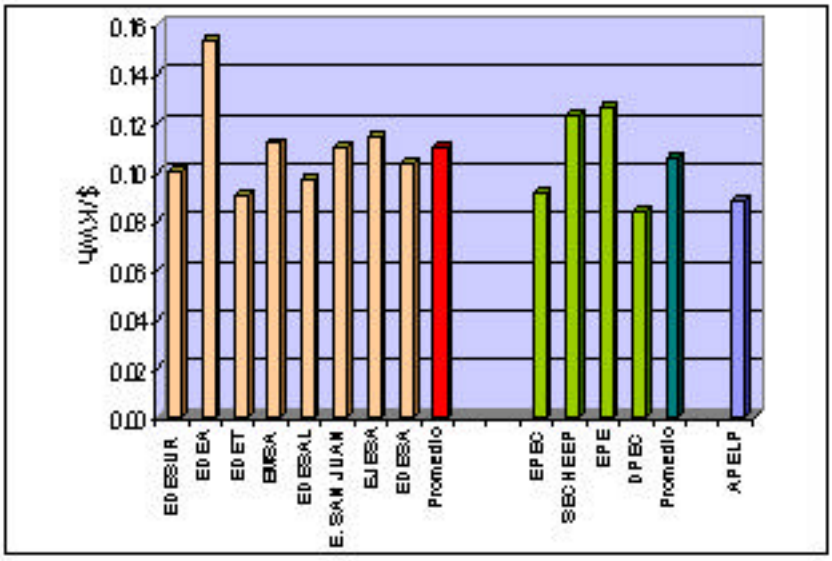
En el Gráfico siguiente se presenta una comparación de las tarifas medias residenciales, correspondientes a agosto de 1999, para un consumo de 110 KWh-mes. A los fines de tener una muestra representativa para la comparación se han tomado áreas de distribución relativas a diferentes regiones eléctricas del SADI y de diferente naturaleza institucional (públicas privadas).
Puede observarse que tanto dentro del conjunto de las empresas privadas como al interior del grupo de las que continuaban siendo públicas hasta 1999 [40] existe una marcada diversidad en lo que se refiere a los niveles relativos de la mencionada tarifa media sin impuestos [41].

40 Las provincias de Córdoba y Santa Fe han manifestado la intención de privatizar los servicios, estando ya avanzado el proceso en el caso de EPEC.

41 Si se consideran los impuestos las divergencias son aun mayores debido a las discrepancias en el tratamiento impositivo en las diferentes jurisdicciones.

Gráfico Nº 8

Comparación transversal de tarifas medias residenciales sin impuestos.
Consumo de 110KWh-mes (agosto 1999)(*)

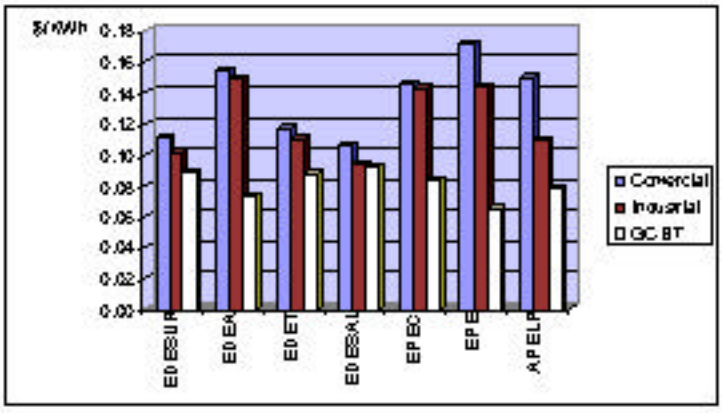


(*) Los promedios se calcularon en base a una media aritmética simple, es decir sin tomar en cuenta la magnitud de los mercados residenciales de las diferentes empresas distribuidoras.
Fuente: Elaboración propia en base a información de ADEERA.

Se observa en términos generales que las diferencias persisten cuando se examinan los niveles de las tarifas medias de otros tipos de usuarios en baja tensión. Pero en estos casos las discrepancias son más fuertes para las categorías comercial e industrial y diferencia a las empresas privadas (niveles más bajos, salvo EDEA- Zona Atlántica de la Pcia. De Buenos Aires) [42] y las públicas (niveles más altos). El caso de La Pampa (APELP), donde predomina la distribución por medio de cooperativas, se asemeja al de las distribuidoras públicas.

Gráfico Nº 9

Comparaciones de tarifas de usuarios en baja tensión (agosto 1999)(*)



(*) Comercial: 500 KWh-mes. Industrial: 1000 KWh-mes. Grandes Consumos (GC BT): Potencia máxima 50 KW; Relación potencia P y FP 50%; Utilización 200 hs-mes; Fc. 27.4%
Fuente: Elaboración propia en base a datos de ADEERA.

42 Los niveles correspondientes a EDENOR y EDELAP son muy semejantes a los de EDESUR en el caso de las tres tarifas.

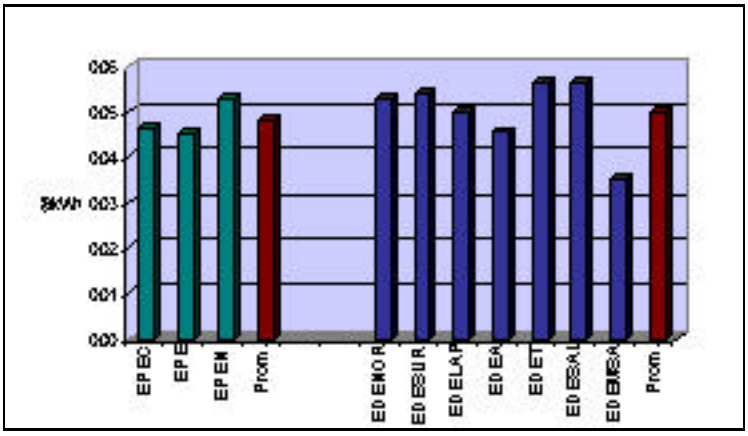
Dicha relación de orden se invierte cuando se considera la tarifa media para Grandes Consumos en baja tensión, aunque en este caso las diferencias son menos marcadas. Llama la atención que en el área Metropolitana (Ciudad y Gran Buenos Aires) el nivel de la tarifa media residencial para un consumo de 800kWh/bimestre es inferior a la indicada para los grandes consumos en baja tensión. Este tema será retomado luego.

Esta comparación parece indicar que en el caso de las jurisdicciones que han privatizado los servicios se plantea un enfoque tarifario que, al igual que en el caso residencial, se incentiva el consumo para los usos comerciales (tarifas medias decrecientes y niveles semejantes al de los usos residenciales) [43] y por tanto le son aplicables la consideraciones realizadas para aquel caso en los que se refiere al URE y a las externalidades ambientales. En cambio, ese mismo enfoque parece beneficiar a los pequeños usuarios industriales, comparativamente más castigados en las áreas de distribuidoras públicas.

Por último, con relación a las tarifas aplicadas a los Grandes consumos en Media Tensión, también existen diferencias entre las distintas jurisdicciones, aunque, al igual que en los grandes consumos en baja tensión, las mismas no son tan pronunciadas (ver Gráfico Nº 10).

Gráfico Nº 10

Comparación de tarifas medias industriales en Media Tensión (agosto 1999)(*)



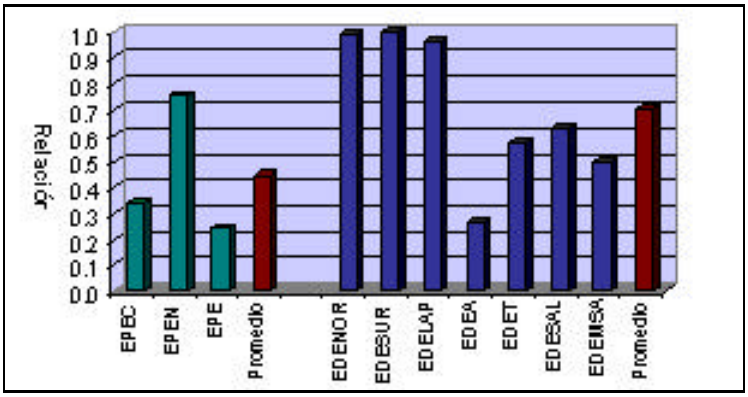
(*) (Potencias > 1000KW. Relación potencia en punta y fuera de punta 50%. Utilización 300 hs-mes. Fc 45%).
Los promedios son medias aritméticas simples.
Fuente: elaboración propia en base a datos de ADERA.

Llama la atención, en los casos de las empresas privatizadas, la relación existente entre los niveles medios de la tarifa para grandes consumos en media tensión y la correspondiente a altos consumos del sector residencial (800 KWh). En tales casos la relación (TmGCMT / TmRes800KWh) es cercana a la unidad, tal como se desprende del Gráfico siguiente.

43 Salvo en el caso de la provincia de Buenos Aires cuyos niveles se ubica entre los más altos del país, especialmente cuando se incluyen los impuestos.

Gráfico Nº 11

Relación entre la tarifa media de Grandes Consumos en Media Tensión y la correspondiente a Altos consumos del Sector Residencial (TmGCMT / TmRes800KWh)



(*) TmGCMT: Tarifa media de Grandes Consumos en Media Tensión para el tipo de usuarios caracterizados en el Gráfico Nº 4.9. TmRes800KWh: Tarifa media Residencial correspondiente a un consumo de 800 KWh-mes.
Los promedios corresponden a medias aritméticas simples.
Fuente: elaboración propia en base a datos de ADEERA.

Si los criterios utilizados para definir los niveles relativos de las tarifas estuviesen basados en la responsabilidad de cada categoría de usuarios en los costos (de compra de energía y potencia, transporte, distribución y comercialización), tal como lo expresa el enfoque planteado en la Ley de Marco Regulatorio Eléctrico, en principio, no parecen razonables los niveles de la relación planteada para los casos de EDENOR, EDESUR, EDELAP.

Es decir que, por una parte, en los casos de EDENOR, EDESUR, EDELAP estas características del cuadro tarifario parecen corresponder a la intención de incentivar el by pass comercial de los grandes usuarios (en especial de los GUME), mientras que en el resto de las jurisdicciones, particularmente en aquellas que no han privatizado aun sus servicios, parece predominar una orientación opuesta. Por otra parte, los niveles de la relación indicados en el Gráfico parecen confirmar lo expresado previamente con relación a la intención de incentivar el consumo en el caso de las áreas atendidas por EDENOR, EDESUR, EDELAP, especialmente en las categorías de usuarios conectados en baja tensión.

1.4.5.3 La calidad del servicio

Aspectos generales

En diferentes foros y reuniones realizadas con posterioridad a la entrega de los servicios del área metropolitana a manos de consorcios privados se han enfatizado largamente las importantes mejoras logradas en los que se refiere a la calidad de los mismos. Uno de los temas más destacados a ese respecto se relaciona con la disminución de las pérdidas. En los años previos a la reforma los niveles de pérdidas, incluyendo las técnicas y no técnicas, se situaban en niveles cercanos al 27%. Con la eliminación casi total de las pérdidas no técnicas, a partir de las campañas iniciadas por los concesionarios inmediatamente después de hacerse cargo de los servicios, los niveles totales de pérdidas se redujeron considerablemente. De acuerdo con el Informe Eléctrico del ENRE, "...[las empresas manifiestan que] al finalizar 1997, tiene sus pérdidas controladas por debajo del 10%..." [44].

Si se utilizan los reclamos de los clientes como indicador vinculado a la calidad de los servicios, puede observarse una apreciable diferencia entre las distribuidoras de las áreas del GBA y Gran

44 ENRE (1998), pag. 28

La Plata. En efecto, tal como se desprende del Cuadro, EDESUR ha sido la empresa con más número de reclamos en el total del período 1993-99. Esa distribuidora tuvo también la mayor cantidad de reclamos por año hasta 1995 y mostrando cierta declinación de los mismos en los dos años siguientes [45].

Cuadro Nº 6
Total de reclamos a las distribuidoras del área Metropolitana
(Período 2/5/93 al 31/12/99)

Distribuidora	Nº de Reclamos	Porcentaje
EDESUR S.A.	46.606	52
EDENOR S.A.	34.669	39
EDELAP S.A.	8.386	9

Fuente: ENRE (1998) y ENRE (2000)

Dentro de ese conjunto de reclamos, que en el global ha mostrado una tendencia creciente (especialmente hasta 1995), ocupan un lugar preponderante aquellos que se vinculan con la parte comercial y con la falta de suministro. En este último caso, EDESUR tuvo una clara preeminencia hasta mediados de 1996. A partir de ese momento los reclamos por tal motivo dirigidos a EDESUR fueron menores a los correspondientes a EDENOR hasta que se produjo el gran apagón de febrero de 1999.

Más que investigar los detalles vinculados con los diferentes aspectos de la calidad de los servicios en la jurisdicción del ENRE, la siguiente sección pretende examinar las características de ese corte prolongado en el área de EDESUR y el manejo de esa situación por parte de los principales actores involucrados.

1.4.5.4 El corte prolongado de los servicios en el área de EDESUR y sus enseñanzas

De acuerdo al Marco Regulatorio de la concesión de la generación, transporte y distribución de energía eléctrica a nivel nacional (Ley 24.065/92), en el que se incluye a la Ciudad de Buenos Aires, las empresas concesionarias de la distribución de electricidad están obligadas a satisfacer la totalidad de la demanda que les sea requerida en su jurisdicción, en la calidad adecuada. Los parámetros de calidad están definidos en los contratos y en la normativa y aumentan en forma progresiva. En lo que respecta a las condiciones contractuales de inversión y si bien para ambas empresas no figuran planes de cumplimiento obligatorio, el ENRE como organismo de control, debería vigilar el cumplimiento de la normativas mencionadas.

Lo anterior indica, que no debieran existir situaciones de déficit entre oferta y demanda de energía eléctrica en los sistemas de distribución de la Ciudad de Buenos Aires. Sin embargo, el sostenido incremento de demanda en el micro y macrocentro ha producido ya un desbalance negativo en el sistema, expresión de lo cual son los cortes de energía registrados a fines de 1999, y especialmente el gran apagón de febrero del mismo año.

En lo que sigue se plantea un examen preliminar de este episodio, remitiendo al ANEXO I para un análisis mas detallado de lo sucedido oportunamente:

Las obras realizadas en la Subestación Azopardo, por la empresa privada EDESUR apuntaban a superar este desajuste entre oferta y demanda, sin embargo sucedió un grave accidente, que lleva a reflexionar sobre diferentes aspectos de la calidad, seguridad y regulación y control del servicio.

45 ENRE, op.cit pag. 31

El análisis indica, en términos generales, un gran desconcierto de la empresa distribuidora, de las autoridades públicas y del propio ente regulador para enfrentar esa emergencia que produjo problemas muy serios a alrededor de 160000 usuarios. Entre los aspectos más destacables a este respecto pueden destacarse los siguientes:

- Durante buena parte del período de duración del corte la información que recibió la población y, en especial los afectados fue escasa, confusa y en muchos casos contradictoria sobre la evolución real del proceso. El Ente Regulador no dio una respuesta en tiempo adecuado a esta carencia de información.
- Ya sea por las estrategias escogidas para la realización de las obras que dieron origen al problema y/o por la configuración técnica de aquellas, la empresa no mostró capacidad de reacción para enfrentar la emergencia. En particular se evidenció que no existían planes de contingencia que deberían ser de práctica usual en obras de esa envergadura.
- El enfoque de estímulos económicos incorporado por el modelo de reforma, que opera por medio de penalizaciones, supone un control expost de desempeño que no permite al Ente Regulador tener injerencia real en las decisiones empresarias y, por tanto, actuar preventivamente.
- Además de ese problema de enfoque normativo, actualmente el Ente Regulador no tiene una dotación de personal técnico como el que se requeriría para realizar ese control preventivo.
- Tampoco se incorporó adecuadamente en el contrato de concesión la responsabilidad de la empresa ante los usuarios en el caso de producir perjuicios de esta magnitud. Al punto que la empresa alegó que eran ilegales las indemnizaciones que debía pagar a los usuarios de acuerdo con la resolución del ENRE. Pasado un año del suceso existe aun una masa importante de usuarios que aun no han cobrado esa compensación.

Ante estos rasgos principales que caracterizaron el suceso, parece importante remarcar algunas cuestiones fundamentales:

Se impone, como punto de partida, el reconocimiento del carácter de esencial del servicio público de electricidad, en tanto compromete la salud, la seguridad y el bienestar de la población así como el normal desenvolvimiento de la actividad económica.

A partir de este reconocimiento, queda claro que el Estado no puede delegar su responsabilidad en la prestación del servicio y descansar exclusivamente sobre los incentivos económicos para garantizar la responsabilidad de las empresas actuantes. Muy por el contrario, deben extremarse las medidas preventivas para evitar que ocurran hechos como los vividos en Buenos Aires en febrero de 1999.

Las auditorías técnicas deberían ser periódicas en condiciones normales de prestación del servicio y permanentes una vez ocurrido un siniestro cuando el servicio no se restablezca de inmediato. Acciones de este tipo suponen alta capacitación técnica en los organismos de control que puedan analizar críticamente las informaciones originadas en las empresas controladas, así como juzgar en forma permanente la calidad técnica de los operadores de la red.

1.5 | Diagnóstico y Análisis del Abastecimiento, Consumo e Infraestructura del Gas Natural

1.5.1 Introducción

Hasta 1992 el servicio de provisión de gas natural en el Area Metropolitana de Buenos Aires (y en todo el país) fue responsabilidad de Gas del Estado, que tenía a su cargo todas las etapas de la cadena del gas (tratamiento, transporte y distribución), menos la producción. Esta empresa estatal que había sido creada en 1952 fue privatizada en 1992, tras una destacada gestión que llevó el gas natural a todo el país, excepto la región NEA.

La privatización de la empresa (ley 24076) desarticuló la integración vertical de la empresa y dio lugar a la creación de dos empresas transportadoras de gas: la Transportadora de Gas del Sur SA y la Transportadora de Gas del Norte SA. Además, ahora existen empresas de producción y distribución. El AMBA está abastecido por dos distribuidoras: La distribuidora de la Ciudad de Buenos Aires y once municipios al sur de la misma es METROGAS SA. El resto de los partidos del Conurbano está servido por la distribuidora Gas Natural BAN SA. La cantidad de usuarios servidos y el volumen de gas facturado por estas empresas se presenta en los Cuadros Nº 1.5.1 y Nº 1.5.2

CUADRO Nº 1.5.1
AMBA - Cantidad de Clientes Año 1998 (Nº)

Categoría	METROGAS CBA	METROGAS CONURBANO	GAS NATURAL BAN CONURBANO	TOTAL
Residencial	1.2103386	584.675	1.033.837	2.828.850
Otros	1.269	20.358	202.030	283.657
TOTAL	1.271.607	605.033	1.235.867	3.112.507

CUADRO Nº 1.5.2
AMBA - Volumen Entregado - Año 1998 (Mm3)

Categoría	METROGAS CBA	METROGAS CONURBANO[1]	GAS NATURAL BAN CONURBANO[2]	TOTAL
Residencial	1133861	551183	996645	2681689
Industrial	135480	(4) 442884	551827	1130191
Cent. eléctricas	1485017	0	0	1485017
GNC	289670	(4) 119407	269372	678449
Otros (3)	291929	109607	117927	519463
TOTAL	3335957	1223081	1935771	6494809

Notas:
(1) Comprende los siguientes partidos: Almirante Brown; Avellaneda; Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza; Florencio Varela; Lanús, Lomas de Zamora; Presidente Perón; Quilmes y San Vicente
(2) Comprende los siguientes partidos: Hurlingham; Ituzaingo; José C. Paz; La Matanza; Malvinas Argentinas; Merlo; Moreno; Morón; San Fernando, San Isidro; San Martín; San Miguel; Tigre; Tres de Febrero y Vicente López.
(3) Comprende: Comercial y Entes Oficiales
(4) Volúmenes de 1996
Fuente: Dirección General de Estadísticas y Censos (GCBA). Licenciatarias METROGAS y Gas Natural Ban. Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires. Elaboración propia.

La condición de monopolio que asume cada empresa resultante de la mencionada desarticulación de Gas del Estado (empresa única monopólica) obligó a la creación de un marco regulatorio y de un ente encargado de su cumplimiento, que simula situaciones de mercado competitivo. Nació así el Ente Nacional Regulador del Gas, ENARGAS, organismo descentralizado autárquico que tiene la misión de promover/simular la competencia del sector, alentar las inversiones para asegurar la expansión del sistema en el largo plazo, promover el uso generalizado del gas y garantizar su acceso por parte de los usuarios.

A diferencia del ENRE, ENARGAS está compuesto por un Directorio de cinco miembros, todos designados por el Poder Ejecutivo Nacional y avalados por una Comisión del Congreso Nacional.

El Marco Regulatorio ha previsto, también, la figura del Subdistribuidor, que es la persona física o jurídica que opera tuberías de gas que conectan un sistema de distribución correspondiente a una Licenciataria, con un grupo de usuarios, o que opera tuberías de gas que conectan un sistema de transporte con un grupo de usuarios.

1.5.2 Abastecimiento de gas

En lo que hace al abastecimiento de gas natural, caben las siguientes consideraciones: En 1998 la inyección de gas solamente a los ductos de transporte alcanzó a 77,2 MMm3/día; si a ello se agregan los consumos que registraron los usuarios ubicados directamente en las "boca de pozo" y el gas inyectado en los gasoductos propios de distribución (gas que no ingresa al sistema de transporte propiamente dicho), la inyección total asciende a 84,2 MMm3/día.

Con relación a 1993 estos guarismos significan un crecimiento del 24% para el gas inyectado al sistema de transporte y del 31% en el caso de la inyección total de gas natural.

Luego de la desaceleración verificada en 1997, durante 1998 la inyección de gas retomó un fuerte ritmo de crecimiento, que se ubicó en torno del 6%.

Hacia fines 1998 Transportadora de Gas del Sur transportaba aproximadamente el 55% del gas inyectado en el sistema, en tanto que Transportadora de Gas del Norte participaba con el 45% restante. Esto viene a significar un notable crecimiento de esta última, que en 1993 participaba solamente en un tercio del total de gas transportado en el país.

Los despachos de gas provenientes de la cuenca Noroeste aumentaron un 8% en 1998, con un crecimiento superior al 50% con relación a 1993. En tanto, la cuenca Neuquina, que por lejos sigue siendo la mayor productora de gas natural del país, incrementó sus despachos al sistema de transporte en el período 1993/1998 en aproximadamente un 21%. En el mismo lapso, los despachos de gas provenientes de la cuenca Austral aumentaron casi un 14%.

Cabe destacar que la mayor capacidad de transporte disponible en el sistema posibilitó abastecer los picos de demanda invernal. Así,mientras que en el invierno de 1993 se inyectó un volumen máximo diario de 71 MMm3, en el invierno de 1998 el máximo llegó a 98 MMm3/día, con un crecimiento del 38% (+27 MMm3/día).

Estas cifras se condensan en el Cuadro Nº 1.5.3 que se muestra a continuación y donde se comparan valores de los años 1994 y 1998.

Cuadro Nº 1.5.3
Gas Inyectado según Cuenca de Origen y Transportista (MMm3/día)

GAS INYECTADO	1994	1998	%
Por Transco (1)·			
TGS	40.131	42.848	55,5
TGN	22.020	34.327	44,5
Por Cuenca (1)·			
Neuquina	36.527	44.738	58,0
Austral	14.159	16.582	21,5
Noroeste	11.465	15.856	20,5
Total Sist. Trans (1)	62.151	77.175	100
Total (2)	64.232	79.765	---
Total (3)	65.635	84.211	---

(1) Incluye gas para exportación. No incluye inyección a gasoductos propios de ingreso a los sistemas de distribución ni consumos de gas en boca de pozo.
(2) Incluye inyección a gasoductos propios de ingreso a los sistemas de distribución.
(3) Incluye inyección a gasoductos propios de distribución y consumos de gas en boca de pozo.

Fuente: ENARGAS, Informe 1988. Elaboración propia

1.5.3 Características del sistema en el AMBA

El gas natural, como combustible, fue sustituyendo a otras fuentes de energía para diferentes usos. En el sector doméstico sustituyó al gas licuado, al kerosene, a la leña y al carbón vegetal. En la industria y en la generación eléctrica al fuel oil. También en el transporte carretero, el gas natural comprimido, GNC, fue desplazando a la nafta y al gas oil en taxis y utilitarios livianos.

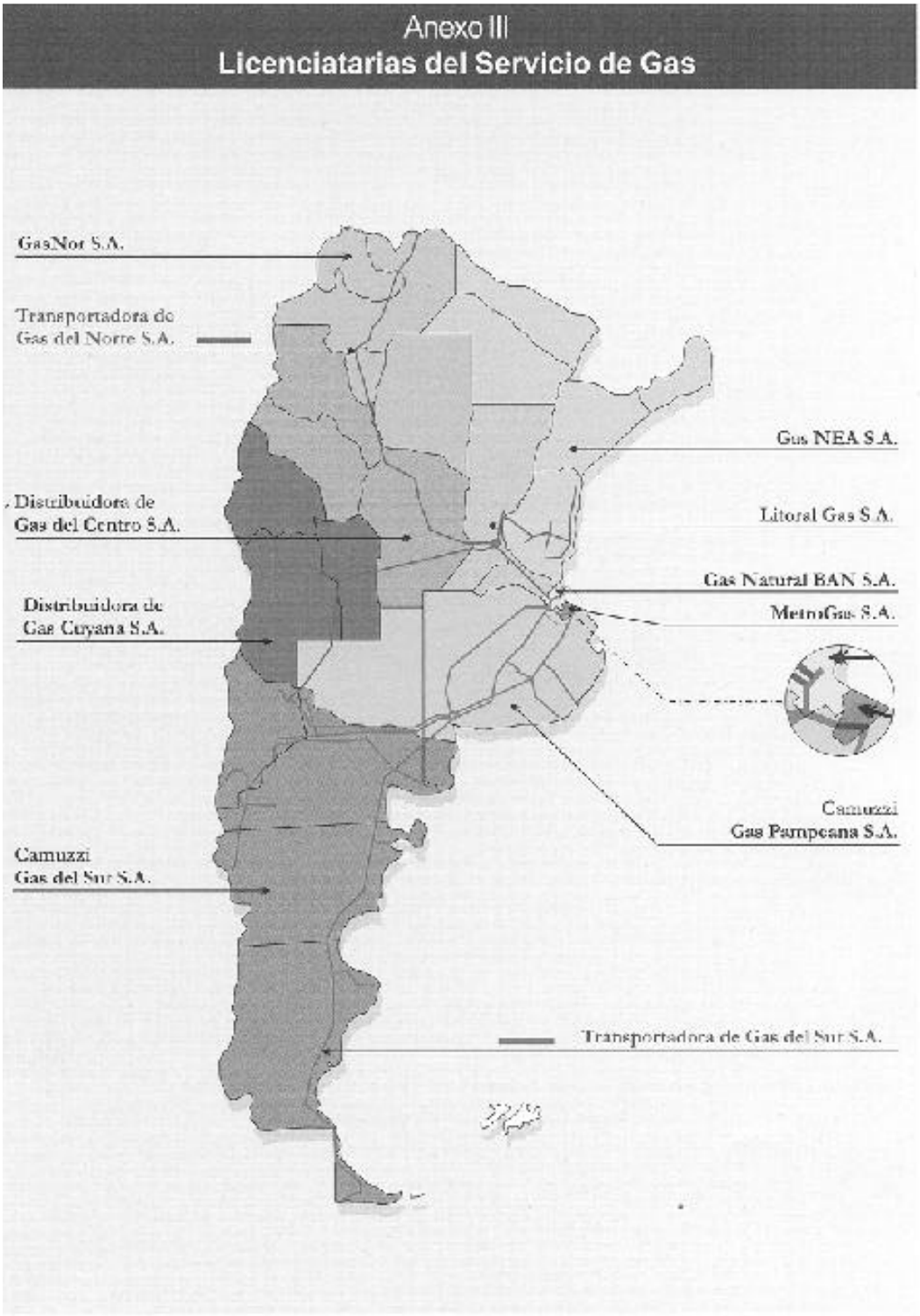
En el orden nacional, los principales sectores de consumo son el Residencial, el Industrial y las "usinas", o centrales de generación eléctrica de origen térmico, que en conjunto representan mas del 89% del consumo total. En cambio, en el AMBA esos tres sectores representan solo el 81%, con casi el doble de puntos que en el orden nacional en el sector Residencial y menos de la mitad en el sector Industrial. Las usinas eléctricas, participan con 8 puntos menos en la estructura del consumo de gas en país y AMBA; el consumo total del área metropolitana representa el 24% del total país. En el Cuadro Nº 1.5.4 que se presenta mas abajo puede apreciarse la estructura sectorial de consumo en el orden nacional y en el área metropolitana.

Cuadro Nº 1.5.4
Gas entregado en el orden nacional y Area Metropolitana, por sectores de consumo (MMm3/día de 9300 kcal)

Area y Tipo de Usuario	Nación		AMBA	
	Volumen	%	Volumen	%
Residencial	16.102	22	7.347	41
Industrial	27.150	36	3.096	17
Centrales Eléctricas	23.328	31	4.069	23
Otros (2)	8.014	11	3.282	19
Total	74.593	100	17.794	100

(1) Incluye gas entregado por Transportistas a usuarios directos y consumo de gas en boca de pozo
(2) Comercios, Entes Oficiales, GNC y Subdistribuidores
Fuente: ENARGAS, Informe 1998 y Cuadro Nº 1.5.2
Confección propia.

La distribución se concesionó a distintas distribuidoras para cada región, como puede verse en el Plano Nº 1.5.1., siguiente



La Ciudad de Buenos Aires y once municipios al sur de la misma configuran una región donde la concesionaria de distribución es METROGAS SA. Los municipios citados son: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente. La superficie total de esta región así conformada alcanza los 2150 km2. El área metropolitana (AMBA), se completa con los siguientes partidos del Gran Buenos Aires concesionados a GAS NATURAL BAN: Gral. San Martín, Gral. Sarmiento, La Matanza, Merlo, Moreno, Morón, San Fernando, San Isidro, Tigre, Tres de Febrero y Vicente López.

El gas entregado por año a consumidor final, en el país y en el AMBA, se presenta en el Cuadro Nº 1.5.5 donde también se muestran los principales consumos sectoriales y su estructura porcentual.

Cuadro Nº 1.5.5
Flujo de Gas. Año 1998

Sector	PAIS		AMBA			
	MMm3	%	Metrogas		Gas Natural BAN	
			MMm3	%	MMm3	%
Residencial	5.914,0	21,7	1.643,3	33,5	996,6	51,5
Industria	9.909,6	36,4	917,2	18,7	551,8	28,5
lUsinas	8.514,6	31,3	1.535,2	31,1	0,0	0
Otros (*)	2.888,4	10,6	824,3	16,7	387,3	20,0
TOTAL	27.226,6	100,0	4.920,0	100,0	1.935,7	100,0

(*) Incluye Comercios, Entes Oficiales, GNC y Subdistribuidores
Fuente: ENARGAS, Informe 1998. Confección propia.

De los 4,9 miles de MMm3 de gas distribuidos por METROGAS, aproximadamente 3,34 miles de MMm3 corresponden a la ciudad autónoma de Bs. As.

Según estimaciones de ENARGAS, en 1997 la población de la Ciudad de Buenos Aires abastecida por gas constituía el 46,36% del total abastecido en el área de concesión de METROGAS.

En 1998 la capacidad del sistema de transporte llegó a 104 MMm3/día. Esta capacidad es el 45% superior a la de 1993, que solo era de 71,5 MMm3/día. La inversión acumulada de los transportistas en este período superó a los 1 Mil Millones de pesos.

Las redes de distribución acumulaban un stock de 96.779 km. de longitud al 31/12/98, un 45% más que en 1992. En la ciudad autónoma la red de distribución llegaba a 13.951 km. a la misma fecha, aunque el crecimiento en el período 98/92 fue sólo del 24,7%, ya que éste siempre fue el distrito mas adelantado del país en cuanto a infraestructura de servicios.

De acuerdo con los Cuadros vistos anteriormente el número de usuarios residenciales del AMBA que correspondían a METROGAS, distribuidora de la ciudad, era de 1.795.013 (al 31/12/98); el de Gas Natural BAN 1.033.837 y los totales llegaban a 2.828.850 a la misma fecha, mientras que el número total de usuarios residenciales de la ciudad alcanzó la cifra de 1.271.607, siempre al 31/12/98.

Resulta de interés conocer los volúmenes de gas entregados a grandes usuarios de la industria manufacturera en el orden nacional y en el AMBA. Puede observarse que la participación del consumo por rama de actividad industrial en el área de METROGAS no es la misma que en el ámbito nacional, lo que se corresponde con la diferencia de las estructura productiva de ambas áreas. También difiere la estructura del consumo de las industrias servidas por Gas Natural BAN.

En el Cuadro Nº 1.5.6 que sigue a continuación se presenta esta información por rama de actividad industrial para los años 95 y 98, tanto para todo el país como para las áreas de METROGAS y de Gas Natural BAN.

Cuadro Nº 1.5.6
Industria Manufacturera. Entregas de Gas Natural a Grandes Usuarios
Según rama de actividad (Clasificación CIIU) 1995/1998 (1)
Total País y Areas servidas por METROGAS y Gas Natural BAN, MMm3/día

Rama Industrial	1995	1998	%	% acum	METRO GAS/98	METRO GAS/98%	GAS NAT NAT/98	GAS NAT BAN%	TOTAL
Destilerías	5.630	5.780	24,5	24,5	105,6	6,2	64,5	2,3	170,1
Siderúrgica	3.412	3.670	15,6	40,1	8,5	0,5	1.018	35,6	1.026,5
Química y Petroquímica	2.946	2.896	12,3	52,4	236,7	14,0	699,7	24,5	936,4
Cementera	1.841	2.131	9	61,5	---	---	---	---	---
Alimenticia	1.785	2.038	8,7	70,1	48,7	2,9	152,7	5,3	201,4
Celulósica Papel	1.015	1.058	4,5	74,6	168,6	10,0	243,4	8,5	412
Aceitera 779	1.051	4,5	79,1	83,9	5,0	6,6	...	90,5	
Metalúrgica no ferrosa	340	1.041	4,4	83,5	22,4	1,3	10,4	...	32,8
Cerámica 690	885	3,8	87,2	75,6	4,5	209,9	7,3	284,5	
Cristalería734	761	3,2	90,5	597,8	35,6	16,3	...	597,8	
Textil 203	274	1,2	91,6	60,2	3,6	81,8	2,9	142	
Automotriz	219	272	1,2	92,8	14,3	0,8	94,8	3,3	109,1
Frigorífica215	255	1,1	93,9	95,7	5,7	46,5	1,6	142,2	
Bebidas 197	225	1,0	94,8	54,8	3,2	7,0	...	61,8	
Caucho y Plástico	189	178	0,8	95,6	55,3	3,3	103,8	3,6	159,1
Metalúrgica ferrosa	105	131	0,6	96,1	48,5	2,9	---	---	48,5
Maderera 99	115	0,5	96,6	---	---	22,0	...	22,0	
Cuero 45	49	0,2	96,8	17,1	1,0	11,4	...	28,5	
Tabaco 21	10	0	96,9	---	---	10,0	...	10,0	
Otras (3) 1.222	738	3,1	100	---	---	10,0	100,0	10,0	
TOTAL GU	21.686	23.162	100	---	1.694,0	100,0	2.855,7		4.549,7
Total Industria (4)	25.204	26.692	---	---	2.512,8	---	3.973,8		6.486,6
GU/Total Ind (%)	86,0	86,8	---	---	67,4	---	71,9		

(1) Caracterización de actividades según Revisión 3 de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) de las Naciones Unidas. Incluye by pass físicos y usuarios SG-G.
(2) Incluye gas de proceso.
(3) Incluye transporte por tuberías, extracción de petróleo y gas e industria militar, entre otras.
(4) Incluye usuarios industriales con Servicio General Pequeño (SG-P).

Fuente: ENARGAS, Informe 1998. Confección propia.

De la observación del Cuadro se infiere que:

- El gas entregado a la industria manufacturera en el área de METROGAS es solo un 10% del total país.
- El consumo de los grandes usuarios de la industria manufacturera representan solo el 67,4% del total del sector en el área de METROGAS mientras que en el nivel nacional esa proporción crece hasta el 86,8%.

- Las ramas industriales tales como las cementeras, maderera, tabaco y "otras" no se encuentran en el área de METROGAS.
- La incidencia en la participación de determinadas ramas industriales resulta altamente favorable para el ámbito nacional en Destilerías, Siderurgia y Alimenticias y, a la inversa, favorable para el área metropolitana para Química y Petroquímica, Celulosa y Papel y Cristalería.
- El gas entregado a la industria manufacturera en el área concesionada a GAS NATURAL BAN representa el 24% del total nacional.
- En el área de GN BAN los grandes usuarios absorben el 71,9% del total consumido por el sector manufacturero.
- El consumo de gas en el sector industrial del área de MTROGAS es solo el 59% del total correspondiente al área de GN BAN.
- En la industria manufacturera abastecida por GN BAN, las Ramas Siderurgia y Química y Petroquímica explican el 60% del consumo.
- La Rama de mayor consumo en el área abastecida por METROGAS corresponde a Cristalerías, que explican el 35 % del consumo.

El gas inyectado en cabecera de gasoductos alcanzó a 77,2 MMm3/día. La capacidad de transporte diario del sistema hizo posible abastecer los picos de demanda invernal Así, mientras que en el invierno de 1993 se inyectó un volumen máximo diario de 71 MM3, en el invierno de 1998 el máximo llegó a 98 MMm3/día, con un incremento del 38%, todo ésto a nivel país.

1.5.4 Comentarios sobre las Tarifas del Gas

La tarifa de gas, conforme a lo establecido en el Art. 37 de la ley nº 24.076, se compone de:

Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte
Tarifa de transporte
Tarifa de distribución

La ley 24.076 establece, como principio rector, que las tarifas que se apliquen a los servicios sean "justas y razonables", que aseguren el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.

Las tarifas pueden reajustarse por variaciones en los indicadores de mercado internacional -pactados en las licencias respectivas- en el precio del gas comprado y en el costo del transporte. Están, además, sujetas a revisión quinquenal.

Está establecido, además, una metodología de ajuste por aplicación de los factores X y K, en oportunidad de la Revisión Quinquenal de Tarifas. Esto se corresponde con criterios de eficiencia (factor X) e inversión (factor K). Los valores porcentuales de estos factores son fijados por ENARGAS.

De acuerdo con la Ley y las Licencias de Distribución se pueden ajustar las tarifas finales al usuario por variaciones en el precio del gas en boca de pozo. Dada la estacionalidad del consumo de gas, la Licencia prevé que las variaciones que se producen en el precio del gas en el período invernal (1 de mayo-30 de setiembre) y en el período estival (1 de octubre-30 de abril), pueden ser trasladadas a las tarifas finales. Estos ajustes requieren la autorización del ENARGAS.

En el año 1995, por decreto del Ejecutivo Nacional, fue creado un sistema de estímulo alternativo y optativo para las firmas distribuidoras de gas, que opera como incentivo a la realización de operaciones en el Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN).

Este procedimiento requiere la determinación de un precio de referencia y de un precio promedio ponderado para cada cuenca de origen del gas (Precio de Cuenca), el cual tiene como objetivo

trasladar solo en parte, al período estacional siguiente, el efecto de las compras de gas natural que se pacten en el MCPGN a precios inferiores al precio de referencia o superiores al Precio de Cuenca, a fin de proporcionar un incentivo a la compra de gas mas barato por parte de las Distribuidoras de gas.

1.5.4.1 Tipos de Servicio. Categorías tarifarias del Servicio de Distribución

La prestación del servicio de distribución de gas puede realizarse en base firme o interrumpible. La primera es una característica del servicio brindado a los clientes que prevé interrupción, salvo en situaciones de emergencia o fuerza mayor.

Por el contrario, interruptible es una característica del servicio que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso de la Distribuidora al cliente. Todos los servicios de distribución de gas se realizan en base firme, salvo los servicios ID[46] e IT[47] que no pagan cargos por reserva de capacidad limitándose a pagar por m3 efectivamente consumido.

Las distintas categorías tarifarias son:

Residencial, Servicio General "P" (SG-P), Servicio General "G" (SG-G), Gran Usuario "ID", Gran Usuario "FD", SDB (Subdistribuidor", GNC - Gas Natural Comprimido, Gran Usuario "FT" y Gran Usuario "IT".

Reviste gran importancia para el GCBA el estudio de la tarifa mas adecuada para cada uno de los edificios de la administración pública en la ciudad, ya que no siempre se adquiere el gas con la mas adecuada.

1.5.5 Infraestructura existente

Las actividades de distribución del gas consisten en la descompresión del gas recibido de gasoductos, la distribución a los usuarios y la operación del sistema.

La red de Metrogas se abastece desde tres City Gates, dos ubicados dentro de su área de servicio y la tercera dentro del área de la distribuidora Gas Ban (Distribuidora de Gas Bs. As. Norte SA), proveedora de los municipios restantes del Area Metropolitana, situados hacia el norte y el oeste de la ciudad. A partir de allí comienza la red, con cañerías de 22 y 10 bar, sistema llamado de alta presión. Este sistema alimenta las redes de distribución que están compuestas por las de media y baja presión (4 bar o menos). El diseño de la distribución es de malla cerrada y vinculación.

La reducción de presiones se realiza mediante estaciones reguladoras. En las conexiones domiciliarias se ubican reguladores de presión para la instalación domiciliaria y sus artefactos de consumo. La presión mas baja indicada corresponde al consumo residencial y comercial, siendo mucho mas alta la correspondiente a las industrias.

En los Cuadros siguientes, Nº 1.5.7, 1.5.8 y 1.5.9 se proporcionan las características de las cañerías de baja, media y alta presión de la red de distribución de gas de la ciudad.

46 Servicio para un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un Subdistribuidor, siempre que haya realizado un contrato de servicio de gas que incluya una cantidad mínima anual de 3.000.000 m3 y un plazo contractual no menor a doce meses en todos los casos.

47 Gran Usuario IT. Servicio disponible para cualquier cliente de la Distribuidora con conexión directa al Sistema de Transporte. El cliente no debe utilizar el gas para usos domésticos ni ser una estación GNC, ni un Subdistribuidor y comprar una cantidad mínima contractual de 3.000.000 m3/año y un plazo contractual no inferior a doce meses.

Cuadro Nº 1.5.7
Cañería de Baja Presión de la ciudad de Bs. As. (diciembre del 96)

Material	Longitud (m)
Polietileno	4.788
Hierro fundido	2.826.905
Total	2.831.693

Fuente: Informe Final, Convenio CEA-UBA/GCBA

Cuadro Nº 1.5.8
Cañería de Media Presión de la Ciudad de Bs. As. (diciembre de 1996)

Material	Longitud (m)
Polietileno	458.457
Acero	484.247
Total	942.704

Fuente: Informe Final, Convenio CEA-UBA/GCBA

Cuadro Nº 1.5.9
Cañería de Alta Presión de la Ciudad de Bs. As. (diciembre de 1996)

Material	Longitud (m)
Acero	224.180

Fuente: Informe Final, Convenio CEA-UBA/GCBA

Las obras comprometidas por la concesionaria comprenden un refuerzo en la alimentación de la ciudad y el reemplazo de sistemas de baja presión en zonas de aumento de la población :

La primera consiste en la construcción de un gasoducto de aproximadamente 60 km de extensión, de 36" de diámetro, desde el gasoducto troncal de la transportadora de Gas del Sur, en las proximidades de Buchanan, Partido de la Plata, hasta la zona de Retiro en Buenos Aires. Esta obra es de vital importancia para la seguridad del abastecimiento de la ciudad; su ejecución requiere la aprobación del ENARGAS.

El reemplazo de cañerías se viene haciendo desde el año 1993 en los barrios de Barracas, La Boca, Nuñez, Liniers, Caballito, Chacarita, Flores, Belgrano, Floresta, Patricios, Pompeya, Boedo, Belgrano, Palermo, V. Sarfield, Devoto, Parque Centenario y A.T.C. El total de las renovaciones efectuadas en el lapso 93-08 es el siguiente (Cuadro Nº 1.5.10):

Cuadro Nº 1.5.10
Obras de renovación de cañerías en la Ciudad de Bs. As.
Lapso 1993 - 1998

Area de la ciudad	Cañería abandonada	Cañería instalada
Total	406.419	535.768

Fuente: Informe Final, Convenio CEA-UBA/GCBA

Cabe destacar la importancia de estas obras. Con ellas, las áreas de mayor crecimiento residencial, comercial y de servicios tendrían estas obras como respaldo de la demanda. En las zonas donde la redistribución de población y actividades ha generado, en principio, cierta capacidad ociosa, sería factible un incremento de población y actividades.

1.5.6 Comentarios sobre las reservas, la exportación y la relación R/P

Las reservas comprobadas de GN del país ascendían a 687 miles de MMm3 al 31/12/98, mientras que la producción acumulada del mismo año llegó a 34 miles de MMm3. En cifras redondas, esos guarismos arrojan una relación reservas/producción (R/P) de 20 años. El volumen de reservas existente representa apenas el 8% de las correspondientes a América Latina y el 0,5% de las reservas mundiales.

La Prospectiva 1999 de la Secretaría de Energía calcula que para sostener la demanda total de gas planteada en los escenarios (demanda doméstica mas exportaciones), se requeriría adicionar alrededor de 800 miles de MMm3 de reservas en el período 1999-2010, para llegar al año 2010 con una relación R/P de 10 años.

Puede apreciarse que, en apenas 12 años, la relación R/P se reduciría a la mitad y, de no alcanzarse la incorporación de reservas anual necesaria esa relación disminuiría a niveles de riesgo para el abastecimiento.

Si bien este análisis es para el ámbito nacional, la ciudad de Buenos Aires podría sufrir una brusca modificación en la estructura del consumo de gas, con la restricción del abastecimiento a usinas, ya que el consumo residencial es prioritario. Ante esa eventualidad se debería revisar las autorizaciones para la exportación de gas, aunque éstas se hacen por convenios internacionales y períodos de difícil modificación.

El gobierno de Buenos Aires no participa en la elaboración de la política energética -que está a cargo de la Secretaría de Energía de la Nación- pero debería estar atento a situaciones como la señalada, que pueden crear situaciones de riesgo por el impacto ambiental de la generación térmica en la ciudad.

1.5.7 Conclusiones y Recomendaciones

El servicio público de abastecimiento de gas natural en la ciudad de Buenos Aires abarca a toda la población, pero en lo que hace a la calidad y sustentabilidad de los servicios en el tiempo cabe reflexionar lo siguiente:

- Las reservas de gas natural en el año 2010 tendrán apenas una reserva de 10 años, siempre que los descubrimientos desde 1998 superen los 800 miles de MMm3. Los proyectos de exportación de gas a los países limítrofes deberían supeditarse a los requerimientos del abastecimiento interno. Asimismo, el Plan Urbano Ambiental debería tener el conocimiento de los escenarios previsibles de oferta futura de gas para poder planificar las posibilidades de cambio o expansión de sus actividades en el tiempo y/o las posibles sustituciones de fuentes energéticas, sin perjuicio de instrumentar políticas activas para el URE.
- La densificación de la población promocionada por el Plan Territorial en la zona sur de la ciudad debe acompañarse con el refuerzo de la red y adopción consecuente del sistema de media tensión para toda la ciudad.
- Debería reglamentarse la necesidad de extensión de la red gruesa para abastecer demandas puntuales de grandes consumos en la ciudad, como las estaciones de GNC o las industriales, de forma tal que su costo sea afrontado por el emprendedor.

1.6 | Diagnóstico y Análisis del Abastecimiento, Ventas y Consumo Derivados de Petroleo

1.6.1 Introducción

Previo al análisis de las ventas de derivados de petróleo en la CBA resulta de interés examinar la estructura y la logística del abastecimiento tanto de los citados derivados como del petróleo crudo. Dentro de la cadena energética relevante para este estudio, sólo sus eslabones iniciales - exploración y extracción del crudo e inclusive la exportación del mismo en estado original - es ajeno al área Metropolitana (AMBA), aunque podría decirse que gran parte de las actividades directivas, de logística y coordinación, comerciales y administrativas, etc. se realizan desde la Ciudad de Buenos Aires.

El resto de las componentes de la cadena petrolera: transporte a refinerías, refinación misma, transporte de derivados a plantas de almacenamiento, transporte de derivados a estaciones de servicio y grandes consumidores directos (empresas de transporte o agrícolas, entre otras) así como la compra y el consumo final de los productos sumada a la presencia de gases y partículas residuales; se presentan en una proporción más que importante en todo el Área Metropolitana, de allí el interés en incorporarlas al análisis.

Comenzando entonces por las refinerías podemos decir que en nuestro país - las más importantes - se encuentran próximas a los puertos y no a las cuencas - excepto por la refinería de Luján de Cuyo en Mendoza -. Esto es muy relevante para el Área Metropolitana ya que en ella se radican dos de las 10 refinerías del país: la de Shell y la de DAPSA, localizadas en Dock Sud.

1.6.2 Transporte del crudo y derivados

Del total de líquidos movilizados, aproximadamente un 87% corresponde a productos blancos. De estos últimos el 41 % se transporta a plantas de almacenamiento próximas a las refinerías. Respecto a los medios de transporte empleados, un 32 % viaja exclusivamente por poliductos, un 10 % por vías fluviales, un 2 % por mar y un 15 % lo hace por buques tanque y poliductos. (Los porcentajes citados se extrajeron de IDEE/FB, 1994, ver bibliografía consultada)

En cuanto a los medios de transporte de los flujos de petróleo desde la cuenca a su destino, se puede decir que la mayor parte se traslada, por oleoductos para los recorridos terrestres y por buques tanque en los fluviomarítimos. Por su parte, el abastecimiento de las refinerías es realizado tanto por oleoductos como mediante buques tanque por vía fluvial o marítima.

En todas las ventas de derivados intervienen las Plantas de Almacenamiento llamadas terminales o depósitos, que suelen ubicarse en inmediaciones de las refinerías y se vinculan a ellas por medio de conductos cortos. En la provincia de Buenos Aires se localizan 11 plantas de las mencionadas y si a las tres de ellas situadas en el AMBA (La Matanza de Repsol / YPF; Dock Sud de Shell; y Dock Sud de la ex EG3) se le suma la planta de Campana de Esso Sapa se concentra casi el 60

% de los productos blancos almacenados. El 43 % de estos derivados se almacena en plantas ubicadas en las proximidades de las respectivas refinerías. Puede verse claramente la injerencia que esto tiene para la zona Metropolitana, que no sólo es la consumidora principal de derivados sino que es también zona refinadora de crudo y depósito de derivados de petróleo.

Cuadro 1.6.1

Origen de los productos blancos por refinería o importación y destino por terminales localizadas en el Área Metropolitana, en m3

Localización	Terminales	La Plata YPF Repsol	Dock Sud Shell	Dock Sud DAPSA	Bahía Blanca Ex EG 3	Importación	TOTALES
AMBA	La Matanza Repsol-YPF	2586404					2586404
Chaco	P Vilelas SHELL		68642				
Santa Fe	Santa Fe SHELL		188680				
Santa Fe	Arrollo Seco SHELL		284109				
AMBA	Dock Sud Shell		1696063			490266	2727760
AMBA	Dock Sud ex EG3				120273	905342	1025615
AMBA	F Varela SOL					62956	62956
AMBA	Dock Sud DAPSA			27699			27699
TOTAL AMBA							6430434
TOTAL PAÍS							13198653

Transporte y Localización de los flujos de derivados como porcentaje del AMBA

Localización	Terminales	La Plata YPF Repsol	Dock Sud Shell	Dock Sud DAPSA	Bahía Blanca Ex EG 3	Importación	TOTALES
AMBA	La Matanza Repsol-YPF	2586404					2586404
Chaco	P Vilelas SHELL		68642				
Santa Fe	Santa Fe SHELL		188680				
Santa Fe	Arrollo Seco SHELL		284109				
AMBA	Dock Sud Shell		1696063			490266	2727760
AMBA	Dock Sud ex EG3				120273	905342	1025615
AMBA	F Varela SOL					62956	62956
AMBA	Dock Sud DAPSA			27699			27699
TOTAL AMBA							6430434
TOTAL PAÍS							13198653

Fuente: Elaboración propia idee/ FB en base a datos de Secretaría de Energía.

En el cuadro se ilustra la importancia que posee el área mencionada en la refinación del crudo, y en la logística de la distribución de productos blancos (entiéndase naftas, kerosenes y gas oil). En una u otra instancia el 49 % del total de productos blancos consumidos en el país transita - o se destila, o se deposita, o se destila y deposita - en la región metropolitana. En negrita se remarcan los volúmenes - y su localización espacial - que pasan por el área metropolitana (todas las cifras), mientras que los destinos u orígenes de los flujos fuera de la región analizada están sin resaltar. Luego de estas plantas almacenadoras se transportará el producto a las estaciones de servicio o a los grandes usuarios en forma directa. La casi totalidad es consumida por el sector transporte, con excepción del kerosene.

Respecto al despacho de productos negros (fuel oil y diesel oil) se despachan desde plantas anexas a las refinerías. El principal uso del Diesel Oil es el mercado de mezclas con el fuel Oil para adecuar la viscosidad del Fuel a sus usos particulares. El gran productor de diesel es la ESSO SAPA; desde Campana abastece todo el consumo del producto de las provincia de Buenos Aires y el 36 % de la CBA; YPF abastece el porcentaje restante desde su planta de la Plata. En lo que hace al Fuel Oil, si bien REFISAN despacha desde San Lorenzo el consumo de la mayor parte del país, el principal proveedor de la Ciudad de Buenos Aires es Shell desde Dock Sud - 66% - complementado por Repsol - YPF desde La Plata. REFISAN desde San Lorenzo y ESSO desde Campana abastecen a la provincia de Buenos Aires, incluyendo por supuesto al conurbano.

En lo que hace a la logística del suministro de GNC a las estaciones de servicio, no existe un sistema que las provea, sino que son abastecidas directamente desde las redes de distribución de media y baja presión. Esto perjudica particularmente a los usuarios de Gas Natural del área metropolitana - zona de mayor densidad de estaciones de GNC - ya que sufren la menor disponibilidad tanto del combustible, como de la presión. El área metropolitana constituía aproximadamente un 75 % del mercado nacional hacia 1994, en la actualidad esta proporción ha caído debido a la mayor expansión en términos proporcionales experimentada en el interior del país.

Respecto a los aerokerosenes (combustible para aviones), la mayor parte del suministro, aproximadamente el 90 % del total consumido en el país, es acaparada por la región metropolitana: Aeropuerto de Ezeiza y Aeroparque Metropolitano. Este último tipo de combustible se produce en La Plata, Campana y Dock Sud -o sea en la misma región o en las dos refinaerías más próximas-. El transporte desde las refinerías mencionadas y las del interior del país se realiza por paliductos hasta la planta de la Matanza y Monte Cristo y/o por camiones tanques especiales a los aeropuertos.

1.6.3 Ventas Totales por Combustibles en la Ciudad de Buenos Aires

La ciudad de Buenos Aires se caracteriza por una elevada densidad de población acotada en su crecimiento por sus límites territoriales y políticos; concentra además al aparato político del país. Estas junto a otras razones socioeconómicas, como el mayor poder adquisitivo de los habitantes determinan una alta concentración del parque automotor nacional.

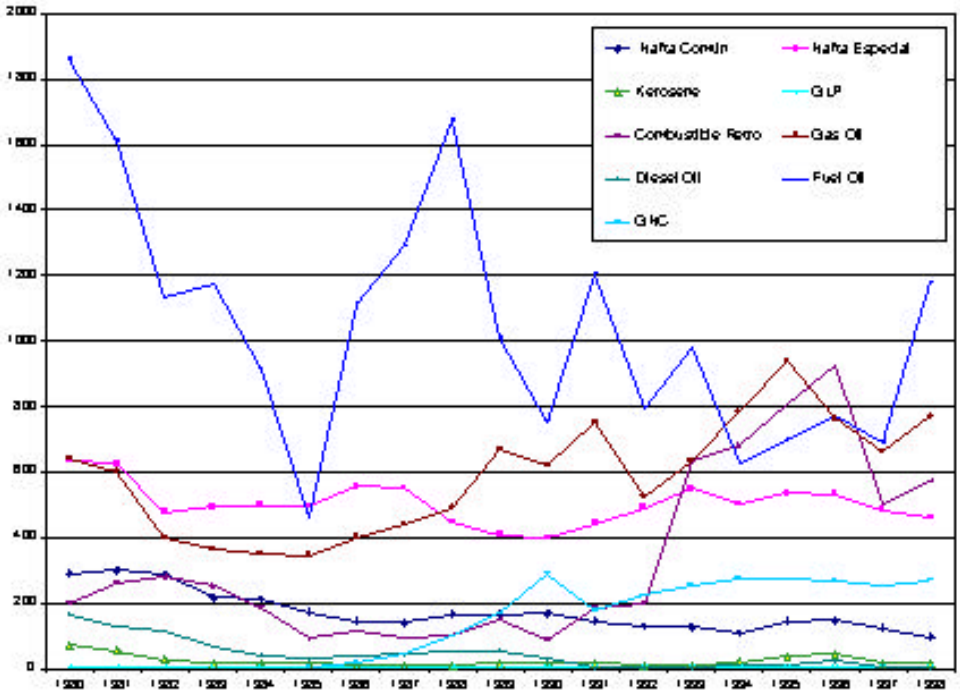
El presente análisis simplificado del consumo de derivados del petróleo en la ciudad, se formula principalmente en términos de "kteps", kilo toneladas equivalentes de petróleo. Esta unidad de medida - basada en el poder calorífico del petróleo crudo - permite agregar y comparar los distintos derivados del petróleo; se analizan aquí el Gas Natural Comprimido (GNC), el Gas Licuado de Petróleo (GLP), las Naftas Común y Especial (NC y NE), el Combustible Jet (CJ), el Kerosene (KE), el Gas Oil (GO), el Diesel Oil (DO) y el Fuel Oil (FO) .

Las cifras de ventas son publicadas en el Boletín de combustibles de la Secretaría de Energía, publicado por el IAPG (Instituto Argentino de Petróleo y Gas). Además se emplearon datos de ENARGAS, los Boletines Estadísticos anuales de Gas del Estado, los informes anuales de CAMMESSA y el SIEE (Sistema de Información Económica de OLADE).

Otra aclaración respecto a la calidad de la información tiene que ver con su confiabilidad, esta no es la misma al comienzo de la serie (1980) que en los años 90, luego de las privatizaciones. Hasta 1990 la información energética se canalizaba totalmente a través de la Secretaría de Energía, pero a partir de ese año las diferentes empresas no envían toda la información a este organismo, arguyendo en algunos casos, razones de confidencialidad. Por otro lado las importaciones se contabilizan actualmente sólo en la aduana y no son integradas por la Secretaría de Energía con las importaciones de las empresas proveedoras y la producción local. Esto último multiplica los esfuerzos requeridos en la búsqueda de la información aumentando el riesgo de inconsistencia debido a la ausencia de homogeneidad en la serie.

A lo largo del período 1980 / 1998 el consumo total de derivados decrece a una tasa del 1% acumulado anual. En términos generales esto está reflejando una menor generación térmica de electricidad a partir de Fuel Oil (desplazado principalmente por el Gas Natural) y cambios en el parque automotor en dos direcciones, por un lado mayor eficiencia en los motores y por otro sustitución del combustible (penetración del Gas Natural y expansión del Gas Oil).

GRAFICO Nº 1.6.1
Consumo de derivados en la Ciudad de Buenos Aires (ktep)



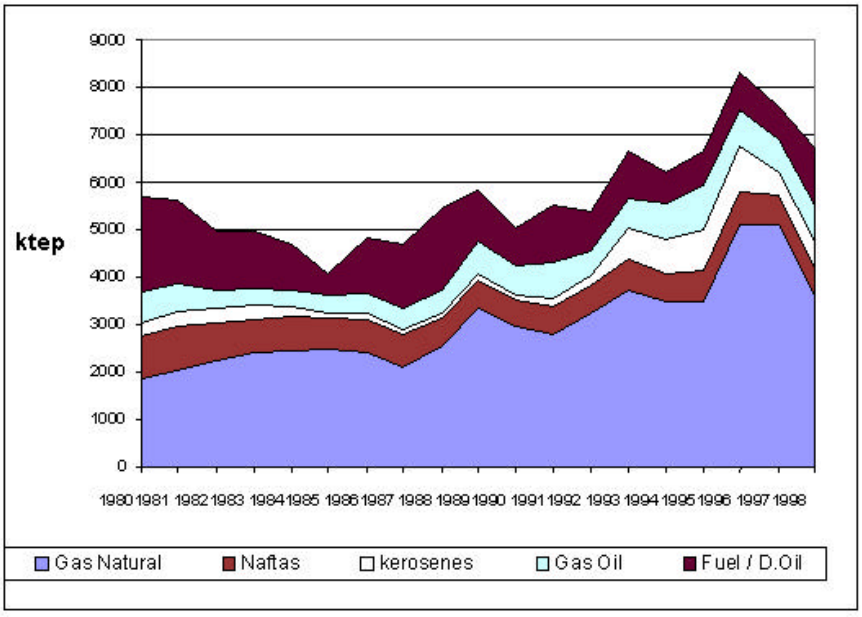
Se puede decir que en el período 1980 - 1985 las ventas de combustibles declinaron en un 12% anual acumulado, debido básicamente al menor consumo de Fuel Oil. En el decenio siguiente (85/95) las ventas de derivados en CBA registran una tendencia general creciente con oscilaciones y una tasa de crecimiento acumulado anual en las ventas totales del 9%, aunque también en este período se registra el efecto de la crisis 89/90. En los últimos dos años analizados se registraron bajos niveles de venta y consumo de derivados en la Ciudad y se verifica una desaceleración en el consumo de Gas Oil probablemente debido a las condiciones económicas imperantes.

Podría entonces relacionarse el dinamismo en el consumo de derivados hasta fines de la década del ochenta, con el Fuel Oil - combustible que al ser utilizado principalmente en la Industria y en la Generación de Energía Eléctrica, está más afectado que el resto de los derivados por las oscilaciones del PBI. A partir de la década del noventa el dinamismo podría vincularse más estrechamente con el Gas Oil y el combustible para aviones, utilizados básicamente en el transporte.

El resto de los combustibles dentro de la Ciudad de Buenos Aires se emplea en parte para generación de electricidad, para consumo residencial y en el sector transporte, por lo tanto las crisis los afecta parcialmente.

En el año 89 se verifica un incremento en las ventas de Gas Natural, para generación eléctrica debido a insuficiencias en los equipos hidro y nucleo eléctrico. La tasa acumulada anual de crecimiento para el período 80/94 fue del 6 % y para el período 94 / 98 alcanzó un 0,9 %

GRAFICO Nº 1.6.2
Consumo de derivados y Gas Natural en la Ciudad de Buenos Aires (kteps)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Durante el año 90 se produce un descenso en las ventas de combustibles en todo el país, la caída registrada por el PBI en el año anterior afectó sensiblemente las ventas del conjunto de combustibles en la CBA, excepto los más inelásticos al precio - aquellos de primera necesidad o sin substitutos cercanos- como son los destinados al transporte y al consumo doméstico (nafta común y kerosene).

Dentro de las motonaftas se verifica un cambio paulatino pero persistente en su composición; las naftas especiales (de mayor octanaje) desplazan a la común. Sin embargo el consumo total (en kep) disminuye a una tasa anual superior al 2% - para el período 80-98 - esto se explica por una mayor eficiencia en los motores, junto a la penetración del Gas Natural Comprimido y la expansión del Gas Oil en el Parque Automotor.

El salto en las ventas de Combustible Retro (empleado por los aviones tipo jet y agrupado en kerosenes en el Gráfico Nº 1.3.2) a partir del 92, se debe a problemas de asignación contable de las ventas entre la CBA y Provincia de Buenos Aires.

Las ventas de Diesel Oil tienden a desaparecer por razones intrínsecas el sector petrolero (variaciones en la estructura de producción de las refinerías, entre otras), siendo reemplazado por Gas Oil en todos sus usos y por Gas Natural en generación de electricidad.

La tendencia creciente de las ventas de Gas Natural, hasta el año 85 aproximadamente, tiende a desplazar la participación del resto de las fuentes. En ese punto parecería haber alcanzado un nivel de saturación en lo que hace a los porcentajes relativos y con seguridad en el sector residencial.
En los últimos dos años se reformaron dos centrales térmicas generadoras de electricidad en la ciudad de Buenos Aires (Centrales Puerto y Costanera), las nuevas máquinas de ciclo combinado pueden emplear tanto Gas Oil (o Diesel) como Gas Natural.

1.6.4 Ventas Totales por Sectores en la Ciudad de Buenos Aires

Un análisis histórico completo del abastecimiento de Derivados incluiría los siguientes sectores y subsectores:

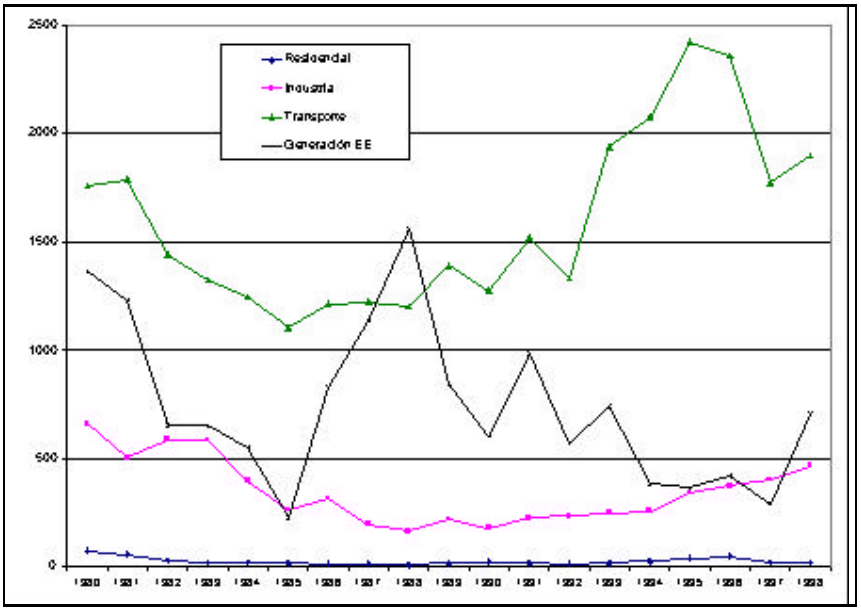
- Residencial: sectores doméstico y servicios -
- Productivo rural: consumo de maquinaria agrícola - en el caso de la Ciudad de Buenos Aires este sector podría dejarse de lado.
- Transporte: por un lado pasajeros (taxis, autos, ómnibus, aviones) y por otro cargas. Se subdivide también en terrestre, aéreo o fluvial
- Industrial y Generación de Energía Eléctrica.

Para separar las ventas de los diferentes combustibles por sectores se ha adoptado la metodología de aproximaciones sucesivas; así luego de detectar a priori los posibles sectores que intervienen en el consumo de una fuente en particular, se procedió al desglose de las mismas , en base a los siguientes criterios:

- Naftas: el destino principal detectado es el sector Transporte al igual que para el Combustible Jet,
- Kerosene: es consumido esencialmente dentro del sector Residencial (para el caso de la Ciudad las cantidades son muy pequeñas),
- Fuel / Diesel Oil: se utilizan principalmente en el sector Industrial y en la Generación de Energía Eléctrica
- Gas Oil: se consume en la Generación de Energía Eléctrica y en el sector Transporte.

Al observar la evolución en la Ciudad de Buenos Aires de las ventas de derivados de petróleo por sector, el de Transporte se constituye en el más importante - excepto para el año 1988 donde fue superado por la generación de electricidad. Si se agregase el gas natural como combustible, el sector de generación sería claramente el más relevante, ya que dentro de la Ciudad se encuentran localizadas cuatro importantes centrales térmicas (Central Puerto, Costanera, Pedro de Mendoza y Central Térmica Buenos Aires) que actualmente utilizan grandes cantidades de Gas Natural y Fuel Oil. Este sector de la cadena eléctrica consumió más de un 35 % de los derivados del petróleo (se excluye el Gas Natural) en el año 1980, mientras que para el año 1997 no llegaba al 12 %. En el año 98 el empleo de derivados en generación eléctrica se situó en un 23% pero esto fue excepcional debido a razones coyunturales como muy baja hidraulicidad y con ello escasa generación de hidroenergía.

GRAFICO Nº 1.6.3
Sectores consumidores de derivados en la Ciudad de Buenos Aires (ktep)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Instituto Argentino del Petróleo

En el resto de los sectores se refleja la caída del PBI del año 1985. Hacia 1990 - 1991 los únicos sectores que muestran una disminución en sus ventas son el de Generación de electricidad y en menor medida el sector Transporte que cae un 6 % en el año 1991. Este último sector participaba con un 31 % en el consumo de derivados hacia 1980, pasando a un 37,5 % en 1994 con lo que superó al sector de generación eléctrica. En 1998 el sector Transporte abarca un 71 % del consumo total de derivados del petróleo, relegando a la generación eléctrica al 21% (esta participación está ligeramente exagerada debido al mencionado problema en la imputación del combustible jet a la jurisdicción de la Ciudad de Buenos Aires)

Como conclusión final se observa que mientras los sectores Industriales y de Generación Eléctrica pierden participación; el sector Transporte (y el Residencial si se incorpora el consumo de gas al análisis) incrementa la suya y presenta la tasa de crecimiento más importante en la venta de derivados. Este hecho marca una característica de las economías actuales con tendencia a afirmarse en sectores de consumo cautivo.

1.6.5 El Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA)

Se adopta aquí al igual que en el Plan Urbano Ambiental, la definición del INDEC, donde el Conurbano o Gran Buenos Aires comprende los siguientes partidos: Alte. Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Florencio Varela, Gral. San Martín, Gral. Sarmiento. La Matanza, Lanús, Lomas de Zamora, Merlo, Moreno, Morón, Quilmes, San Fernando, San Isidro, Tigre, Tres de Febrero y Vicente López.

Si extendemos el análisis anterior referido al consumo de derivados en la Ciudad de Buenos Aires al AMBA nos encontramos con la consabida dificultad de disposición de datos a nivel de provincia de Buenos Aires. Sin embargo el estudio de flujos de combustibles líquidos - determinados principalmente por el transporte de cargas y pasajeros - no puede entenderse sino en el espacio que estructura un amplio conjunto de actividades, tejiendo una trama económico social no acotable a un limite jurisdiccional formal. Por su parte el volumen de combustibles consumidos por la industria y la generación térmica de electricidad pueden ser asignados geográficamente, si bien el primer sector choca con la falencia mencionada respecto a la información.

En relación al sector transporte se ha tomado la información del Estudio de transporte y Circulación Urbana (tomo IV del PUA GCBA) confeccionada por el PROHAB en el marco de un convenio entre la Secretaría GCBA y la Facultad de Arquitectura, Diseño y Urbanismo de la UBA.

Cuadro Nº 1.6.2

Estructura Modal del transporte del AMBA para el año 97

hab. AMBA: 11,716,000 Viajes /hab: 1,9	año 1997		
	nro. de viajes diarios (en miles)		%
Total viajes diarios	**22792**		**100%**
medios públicos	**9696**		**43%**
Buses AMBA		7631	33%
CBA		1167	
Interurbano I		3439	
Interurbano II		108	
conurbano		2918	
Ferrocarriles		1393	6%
Subtes		672	3%
Automóvil particular	**8331**		**37%**
Otros	**4765**		**21%**
Taxis, remises		1800	8%
Motos y Bicicletas		1000	4%
A pié		1965	9%

Fuente: Plan Urbano Ambiental, tomo 4 Estudio de Transporte y Circulación Urbana, página 89.

Existe un conjunto de aspectos sumamente interesantes vinculados con la evolución sufrida por el número de pasajeros transportados y los kilómetros recorrido, entre ellos se destacan el descenso en el nivel de ingresos, el aumento del parque automotor, las características demográficas y finalmente la muy particular motorización con disminución de ingresos: para ellos remitimos al informe citado, integrante del PUA.

Respecto a la caracterización del consumo de combustibles del parque, se presentan sustituciones en la misma dirección que a nivel país, pero con mayor intensidad en razón de dos factores: parque más nuevo y mayor nivel de ingresos en su población. Hacia 1994 el parque de taxis representaba el 61 % del nacional

1.6.6 La Situación de las Estaciones de Servicio

Retomando el concepto de cadena petrolera y situándonos en sus eslabones finales, hallamos una característica particular en nuestro país: no existe un gran distribuidor - integrante de un holding refinador y comercializador - que se encargue de abastecer a los distintos segmentos del mercado. Las Empresas Petroleras de Bandera (llamadas así por comercializar una única marca exclusiva) ostentan a través de contratos una posición dominante frente a los distribuidores y estaciones de servicio. El canal más fuerte que poseen las Empresas Petroleras es sin dudas las estaciones de servicio; además, realizan ventas directas a clientes industriales, comerciales, agrícolas y del sector eléctrico.

El vínculo comercial entre la petrolera y las estaciones de servicio es el franchising de marca; esta figura obliga a cada estación a comercializar exclusivamente productos de la marca con la que firmó el contrato y a emplear su bandera. En esencia se establece la compra venta directa de productos (motonaftas, kerosene, gas oil, lubricantes, etc.) vendidos en el local, además de publicitar los productos que indique la petrolera.

En relación con la propiedad del negocio - Estación de Servicio- pueden presentarse tres posibilidades:

Propiedad del negocio de la Petrolera, operación y administración realizada por personal dependiente. Los costos, gastos e impuestos son a cargo de la misma Petrolera.

Propiedad del negocio de una empresa controlada por la Petrolera, que opera y administra con su propio personal, afrontando los costos, gastos e impuestos. Esta subsidiaria trabaja con un margen entre el precio al que le vende al público y el que abona a la Petrolera, ese margen es neto de fletes e impuestos. Esta es la figura mas difundida en nuestro mercado e incluye a gran parte de las estaciones mayores de cada bandera.

Propiedad de un tercero que trabaja con personal propio haciéndose cargo de costos, gastos e impuestos. Se percibe una bonificación de expendio negociada entre las partes, que puede alcanzar entre un 10 y un 12% del precio de venta al público en surtidor.

La decisión de abrir una Estación de Servicio nueva puede surgir tanto de un tercero como de la propia Bandera. En el primer caso la petrolera considerará las condiciones que ofrece y negociará con él la financiación de la construcción. Usualmente la Petrolera otorga un crédito en productos para que la estación pueda comenzar a expender combustible, como contrapartida el operador debe presentar garantías suficientes.

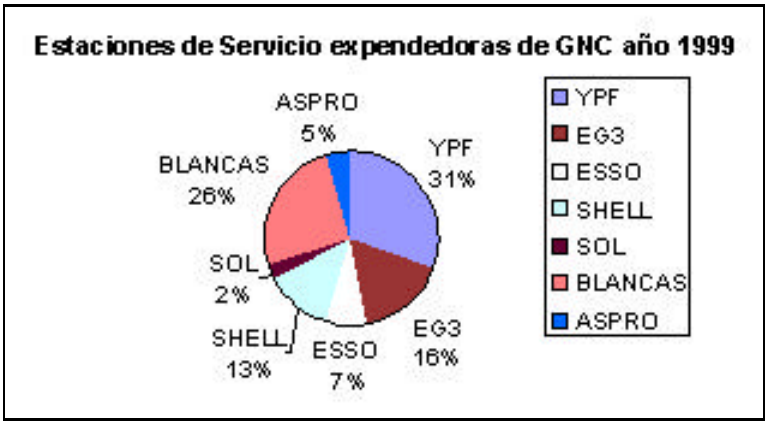
Respecto a las estaciones de Gas Natural Comprimido[48] como se dijo existen dos casos: Estaciones de Servicio duales (además de GNC venden combustibles líquidos) o venta exclusiva

48 Se ofrece un mayor detalle de este tipo de expendedoras en función de la relevancia dada en este informe en general al GNC. Ver políticas propuestas (capítulo 2, punto 2) y escenario alternativo (capítulo 3 punto 3).

de GNC. En ambos casos, el gas es recibido por el despachante por gasoductos de distribución del gas natural, no interviene ningún transportista ni distribuidor. La diferencia de costos y la disponibilidad del gas son los dos factores que motivan la expansión de este tipo de vehículos.
El mercado argentino de gas natural comprimido se encuentra entre los más importantes del mundo. En 1999 las ventas alcanzaron los 1.583.000 metros cúbicos, alrededor de un tercio de las ventas de nafta y 5 veces más de lo que consume Brasil

El precio del GNC es regulado y varía marginalmente con la alícuota del impuesto a los ingresos brutos. Para el área metropolitana se fijó un precio de 0.306 $/m3 equivalente a un litro de nafta, pero con un rendimiento superior (1 m3 gnc = 1.13 litro).

GRAFICO Nº 1.6.4



Fuente: Prensa Vehicular

Como se observa en el gráfico, la oferta del mercado argentino del GNC está más atomizada que el de las naftas y gas oil. A nivel Nacional Repsol - YPF posee el 31 % del total y son 6 las empresas que superan el 5 % del mercado

De las conclusiones obtenidas en el Estudio sobre el Mercado Petrolero en Argentina (realizado por el idee/FB en el año 96) se destaca lo siguiente:

Predominan las Estaciones de Servicio que expenden únicamente combustibles líquidos (motonaftas y gas oil) representando un 84% de la muestra (180 estaciones de servicio de todo el país).

Los costos - en miles de pesos- típicos de instalación de estaciones en el año 1996 eran los siguientes:

De combustibles líquidos	100
Duales (liquidos y GNC)	360
GNC	270

La mayor parte de las Estaciones de Servicio están concentradas en la Provincia de buenos Aires (50 %), agregando Santa fe (15 %)y Córdoba (14 %) se llega casi al 80 % de las que operan en el país. En la ciudad de Buenos Aires se halla localizado el 8 % del número total de Estaciones de Servicio.

En cuanto a volumen de combustibles (motonaftas y gas oil) la venta unitaria por estación indica que la jurisdicción de la Ciudad de Buenos Aires se encuentra en el primer lugar del país con unos 264.000 m3 vendidos por mes en cada estación de servicio.

Las ventas de una Estación urbana tipo - en términos físicos: m3 - estarían compuestas por un 25% de motonafta común (85 RON vulgarmente denominado octanaje) un 53 % de motonafta especial (95 RON), un 8 % de motonafta ultra (97 RON) y un 14 % de gas oil. En las Estaciones ruteras el gas oil alcanza un 39 % del total vendido.

A continuación se presenta la evolución del número de Estaciones de Servicio en la Ciudad de Buenos Aires para el período 1995 - 1998. Estas cifras ilustran la estructura oligopólica del Sector petrolero, que se mantiene también al final de la cadena, constituyéndose en la principal barrera para evitar el ingreso de nuevos actores.

Cuadro 1.6.5
Distribución de las Estaciones de Servicio por Empresa en la Ciudad de Buenos Aires

	1995	**1996**	**1997**	**1998**
Repsol -YPF	146	145	119	121
EG3	48	51	36	37
SHELL	118	120	112	113
ESSO	72	71	66	69
BLANCAS	9	25	27	26
SOL	7	8	13	19
RHASA		5	5	9
DAPSA	2	3	3	3
PDP				1
TOTAL	402	428	381	398

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía publicada por el IAPG.

Las primeras tres empresas (Repsol/YPF/ EG3, ESSO y SHELL) - repitiendo lo dicho al comienzo de esta sección respecto al desprendimiento de EG3, por parte del grupo Repsol - poseen el 85% del total de las estaciones expendedoras de combustibles líquidos y duales de la Ciudad de Buenos Aires.

Cuadro 1.6.6
Ventas por Estaciones de Servicio en la Ciudad de Buenos Aires

Año	**Ventas totales (m3/año)**				**Vtas por EESS m3/año (*)**	**Cantidad de EESS Nº**	**Nivel mensual m3/EESS.mes**
	Naftas	**Kerosene**	**Gas Oil**	**Total**			
1994	802185	24305	909216	1735706	1062886	383	231
1995	888213	42441	1089337	2019991	1213882	402	252
1996	889696	52.268	885.726	1827690	1172253	428	228
1997	798.091	16.861	767.531	1582483	1014510	381	222
1998	729.298	16.470	892.580	1638348	977839	398	205

(*) Incluye 100 % de naftas y kerosene y 26 % del gas oil
Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía publicada por el IAPG

Observando la evolución en la cantidad de Estaciones de Servicio y en el volumen de venta por cada una, se verifican las conclusiones expuestas en las secciones anteriores referidas al consumo por sector y por combustible: la cantidad de litros de nafta y gasoil manifiesta una tendencia decreciente, en razón de la mayor eficiencia de los motores y la sustitución por GNC.

Es interesante destacar que al registrarse un aumento constante en el precio de venta de los derivados, la evolución de lo facturado por las empresas no observará la misma tendencia que las cantidades físicas. Un factor que refuerza esto último es el modo de competir de las empresas petroleras; como en un típico mercado oligopólico la competencia pasa por variables distintas del precio: financiamiento (mismo precio por pago con tarjeta de crédito), autoservicio de combustibles líquidos (mayor velocidad de despacho y menores costos), atención por personal femenino (tendencia nueva y creciente), servicios de lavado de coches eliminación de gomerías en las estaciones urbanas junto a la incorporación de elevadores en detrimento de las fosas, venta de comidas rápidas, productos de kiosco, sorteos de electrodomésticos, automóviles, etc.

Respecto a las estaciones sin bandera, se verifica un incipiente crecimiento en su número, están orientadas principalmente al gas oil y abastecidas principalmente con naftas importadas. Esto último se explica por la política de las petroleras de no proveer a otras estaciones que no sean de su marca. Estos agentes si utilizan principalmente el precio como estrategia de captación de clientes nuevos, sin embargo es necesario destacar que la mayor parte de estas estaciones son ruteras y abastecen a camiones de larga distancia, o sea que el impacto será inferior tanto en la Ciudad de Buenos Aires como en el AMBA.

1.6.7 Las Estaciones de Servicio y los instrumentos legales

Las principales resoluciones identificadas referentes al expendio de Combustibles Líquidos y Gaseosos indican lo siguiente:

Por Resolución Nº 6 del 13 de marzo de 1991, todavía vigente, se creó el registro de bocas de Expendio de Combustibles Líquidos y Gaseosos. El objetivo de esta resolución - que obliga a las empresas titulares de las bocas de expendio, a los agentes distribuidores y a los revendedores de combustibles líquidos - fue asegurar la observación y cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad que fija la Secretaría de Energía, dado que el Decreto Nº 1212/89, estableció la libre instalación de bocas de expendió.

Las normas de seguridad para las estaciones expendedoras de GNC se establecen en la Resolución Nº 273/84

La Resolución de la Secretaría de Industria y Comercio Nº 74/ 91 del 29/4/91 establece las normas a que deben sujetarse quienes comercialicen directamente al público combustibles líquidos. Esencialmente se refiere a la obligatoriedad de exhibir públicamente los precios de los combustibles.

Se hace necesaria a esta altura una reflexión acerca de la ausencia de injerencia por parte del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires respecto a la localización, expansión y reglamentación/supervisión de las estaciones expendedoras de combustibles. Evidentemente sería deseable avanzar en la participación de los ciudadanos de la CBA, a través de su gobierno, en todos los aspectos que hacen a la venta final de derivados del petróleo, no sólo como usuarios o compradores finales, sino también como vecinos cuya seguridad y calidad de vida se encuentra afectada. Aparentemente se trata de un vacío jurisdiccional que no debería perpetuarse.

1.6.8 Comentarios acerca de los precios de los derivados

Desde 1990 los subproductos petroleros no se hallan sujetos a ningún tipo de regulación oficial - más allá de las originadas en modificaciones en las cargas impositivas de cada uno-. En particular se trata de un mercado oligopólico concentrado, donde los precios de venta de los derivados son establecidos en niveles similares por los tres grandes protagonistas - Repsol - YPF, Esso y Shell, que se distribuyen el mercado sin competir en precios. Con la compra de YPF por parte de Repsol,

este último actor aglutinó las marcas YPF y EG3 (de la que ya era dueño) por lo que ha sido invitado a desprenderse de un bloque de estaciones de servicio equivalente a las de bandera EG3. Hasta el momento Petrobrás se convertiría en el cuarto protagonista del mercado local de derivados.

De este modo el mercado doméstico de derivados de petróleo se encuentra en gran medida condicionado por los "precios sugeridos" del más poderoso de los participantes: Repsol - YPF, en torno al cual tienden a alinearse los precios de las restantes empresas productoras. Este poder decisivo en la determinación de los precios domésticos se refleja en la propiedad de los productos refinados: alrededor del 60% de lo elaborado corresponde a Repsol - YPF, alcanzando casi un 90 % al incluir a Esso y a Shell.

En los últimos años se ha verificado una reacción repetida en los precios internos del crudo y derivados en relación con los drásticos cambios observados en el precios internacional del crudo [49], los que llevaron el valor del barril de 10,8 U$S, en Diciembre de 1998, a 29,7 U$S, en Enero del 2000, o sea en dicho período los precios del crudo prácticamente se triplicaron.
En nuestro país en particular, las consecuencias de este incremento de precios se reflejaron en el aumento de los precios del petróleo en boca de pozo, dado que el valor del crudo en Argentina está desregulado y atado al precio de un petróleo de referencia o "marker". Dicho marcador es el WTI (West Texas Intermediate), crudo "dulce" (bajo tenor de azufre) de los Estados Unidos.

El incremento observado en el precio del WTI, implicó cambios no sólo en los precios del petróleo en boca de pozo, sino que además, implicó modificaciones en el precio de los derivados, principalmente en las naftas y el gas-oil, siendo estos incrementos los que más repercutieron sobre el consumidor.

Las principales empresas petroleras radicadas en el país, han dado una serie de explicaciones argumentando el impacto directo del incremento del precio del crudo sobre el precios de los derivados, justificando de este modo los incrementos en los precios de los derivados recientemente registrados en el mercado local.

Sin embargo, estas explicaciones parecieran no convencer a las autoridades nacionales competentes en la materia, dado que si bien coinciden en que los incrementos del precio del crudo deberían reflejarse en un aumento en el precio de los derivados, le reclaman a las refinadoras no tener la misma actitud cuando el precio del petróleo disminuye.

Adicionalmente, las empresas defienden el criterio de referenciar los valores internos de los derivados con los de los mismos productos a nivel internacional internalizados.

Para analizar el tema de la formulación de precios de la nafta, se puede recurrir a dos criterios: vincular el precio de este derivado al precio CIF de importación; o bien vincularlo a la evolución de los precios del crudo. Cada método posee sus ventajas y desventajas. El desarrollo de ambos métodos junto a una importante comparación se vuelcan en el anexo II.

Además de las conclusiones expuestas en el anexo citado, resulta importante reflexionar acerca de los medios disponibles para los habitantes del País en general y de la Ciudad de Buenos Aires en particular para evitar el evidente abuso; la herramienta más eficaz es sin dudas la argumentación de la defensa del consumidor, ante los precios establecidos en forma oligopólica por las filiales locales de las empresas multinacionales. En los Estados Unidos este es el motor principal de regulación de los bienes y servicios con oferta concentrada.

49 Se sigue aquí el artículo PORQUÉ AUMENTA EL PRECIO DE LA NAFTA? del Ing. Nicolás Di Sbroiavacca - Profesor Adjunto del Instituto de Economía Energética, asociado a Fundación Bariloche - publicado en El Informador energético en el mes de abril de 2000.

1.6.9 Principales Conclusiones

Dentro de la cadena energética del petróleo, sólo sus eslabones iniciales - exploración y extracción del crudo e inclusive la exportación del mismo en estado original - son ajenos al área Metropolitana (AMBA), aunque podría decirse que gran parte de las actividades directivas, de logística y coordinación, comerciales y administrativas, etc. se realizan desde la Ciudad de Buenos Aires o Gran Buenos Aires.

El resto de las componentes de la cadena petrolera: transporte a refinerías, refinación misma, transporte de derivados a plantas de almacenamiento, transporte de derivados a estaciones de servicio y grandes consumidores directos (empresas de transporte o agrícolas, entre otras) así como la compra y el consumo final de los productos sumada a la presencia de gases y partículas residuales; se presentan en una proporción más que importante en todo el Área Metropolitana, donde están radicadas dos de las 10 refinerías del país: la de Shell y la de DAPSA, localizadas en Dock Sud.

Transporte del crudo y derivados

En todas las ventas de derivados intervienen las Plantas de Almacenamiento llamadas terminales o depósitos, que suelen ubicarse en inmediaciones de las refinerías y se vinculan a ellas por medio de conductos cortos. Tres de estos depósitos están situadas en el AMBA (La Matanza de Repsol / YPF; Dock Sud de Shell; y Dock Sud de la ex EG3) si se agrega la planta de Campana - Esso Sapa - se llega a casi el 60 % de los productos blancos almacenados en el país. Puede verse claramente la injerencia que esto tiene para la zona Metropolitana, que no sólo es la consumidora principal de derivados sino que es también zona refinadora de crudo y depósito de derivados de petróleo. El 49 % del total de productos blancos consumidos en el país transita - o se destila, o se deposita, o se destila y deposita - en la región metropolitana. De estas plantas almacenadoras se transportará el producto a las estaciones de servicio o a los grandes usuarios en forma directa. La casi totalidad es consumida por el sector transporte, con excepción del kerosene.

Respecto al despacho de productos negros (fuel oil y diesel oil) se realiza desde plantas anexas a las refinerías. El gran productor de diesel es la ESSO SAPA que desde Campana abastece todo el consumo del producto de las provincia de Buenos Aires y el 36 % de la CABsAs; en lo que hace al Fuel Oil, el principal proveedor de la Ciudad de Buenos Aires es Shell desde Dock Sud - 66% -

En lo que hace a la logística del suministro de GNC a las estaciones de servicio, no existe un sistema que las provea, sino que son abastecidas directamente desde las redes de distribución de media y baja presión. Esto perjudica particularmente a los usuarios de Gas Natural del área metropolitana - zona de mayor densidad de estaciones de GNC - ya que sufren la menor disponibilidad tanto del combustible, como de la presión. El área metropolitana constituía aproximadamente un 75 % del mercado nacional hacia 1994, en la actualidad esta proporción ha caído debido a la mayor expansión en términos proporcionales experimentada en el interior del país.

Respecto a los aerokerosenes (combustible para aviones), la mayor parte del suministro, aproximadamente el 90 % del total consumido en el país, es acaparada por la región metropolitana: Aeropuerto de Ezeiza y Aeroparque Metropolitano.

Ventas Totales por Combustibles en la Ciudad de Buenos Aires

Vinculamos el dinamismo en el consumo de derivados registrado hasta fines de la década del ochenta, con el Fuel Oil - combustible que al ser utilizado principalmente en la Industria y en la Generación de Energía Eléctrica, está más afectado que el resto de los derivados por las oscilaciones del PBI. A partir de la década del noventa el dinamismo podría vincularse más estrechamente con el Gas Oil y el combustible para aviones, utilizados básicamente en el transporte.

El resto de los combustibles dentro de la Ciudad de Buenos Aires se emplea en parte para generación de electricidad, para consumo residencial y en el sector transporte, por lo tanto las crisis los afecta parcialmente.

La tasa acumulada anual de crecimiento en las ventas de Gas Natural para el período 80/94 fue del 6 % y para el período 94 / 98 alcanzó un 0,9 %.

Durante el año 90 se produce un descenso en las ventas de combustibles en todo el país, la caída registrada por el PBI en el año anterior afectó sensiblemente las ventas del conjunto de combustibles en la CABsAs, excepto los más inelásticos al precio - aquellos de primera necesidad o sin substitutos cercanos- como son los destinados al transporte y al consumo doméstico (nafta común y kerosene).

Dentro de las Motonaftas se verifica un cambio paulatino pero persistente en su composición; las naftas especiales (de mayor octanaje) desplazan a la común. Sin embargo el consumo total (en kep) disminuye a una tasa anual superior al 2% - para el período 80-98 - esto se explica por una mayor eficiencia en los motores, junto a la penetración del Gas Natural Comprimido y la expansión del Gas Oil en el Parque Automotor.

Las ventas de Diesel Oil tienden a desaparecer por razones intrínsecas el sector petrolero (variaciones en la estructura de producción de las refinerías, entre otras), siendo reemplazado por Gas Oil en todos sus usos y por Gas Natural en generación de electricidad.

La tendencia creciente de las ventas de Gas Natural, hasta el año 85 aproximadamente, tiende a desplazar la participación del resto de las fuentes. En ese punto parecería haber alcanzado un nivel de saturación en lo que hace a los porcentajes relativos y con seguridad en el sector residencial.

En los últimos dos años se reformaron dos centrales térmicas generadoras de electricidad en la ciudad de Buenos Aires (Centrales Puerto y Costanera), las nuevas máquinas de ciclo combinado pueden emplear tanto Gas Oil (o Diesel) como Gas Natural, por razones ambientales, de costo y ante la existencia de gasoductos con capacidad disponible la mayor parte del año ,emplean principalmente este último combustible.

Ventas Totales por Sectores en la Ciudad de Buenos Aires

Al observar la evolución en la Ciudad de Buenos Aires de las ventas de derivados de petróleo por sector, el de Transporte se constituye en el más importante. Si se agregase el gas natural como combustible, el sector de generación sería claramente el más relevante, ya que dentro de la Ciudad se encuentran localizadas cuatro importantes centrales térmicas (Central Puerto, Costanera, Pedro de Mendoza y Central Térmica Buenos Aires) que actualmente utilizan grandes cantidades de Gas Natural y Fuel Oil. Este sector de la cadena eléctrica consumió más de un 35 % de los derivados del petróleo (se excluye el Gas Natural) en el año 1980, mientras que para el año 1997 no llegaba al 12 %.

El sector Transporte participaba con un 31 % en el consumo de derivados hacia 1980, pasando a un 37,5 % en 1994 con lo que superó al sector de generación eléctrica. En 1998 el sector Transporte abarca un 71 % del consumo total de derivados del petróleo, relegando a la generación eléctrica al 21% (esta participación está ligeramente exagerada debido al mencionado problema en la imputación del combustible jet a la jurisdicción de la Ciudad de Buenos Aires)

Como conclusión final se observa que mientras los sectores Industriales y de Generación Eléctrica pierden participación; el sector Transporte (y el Residencial si se incorpora el consumo de gas al análisis) incrementa la suya y presenta la tasa de crecimiento más importante en la venta de derivados. Este hecho marca una característica de las economías actuales con tendencia a afirmarse en sectores de consumo cautivo.

El Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA)

El estudio de los flujos de combustibles líquidos - determinados principalmente por el transporte de cargas y pasajeros - no puede entenderse sino en el espacio que estructura un amplio conjunto de actividades, tejiendo una trama económico social no acotable a un limite jurisdiccional formal. Por su parte el volumen de combustibles consumidos por la industria y la generación térmica de electricidad pueden ser asignados geográficamente, si bien el primer sector choca con las falencias mencionadas respecto a la información.

Existe un conjunto de aspectos sumamente interesantes vinculados con la evolución sufrida por el número de pasajeros transportados y los kilómetros recorrido, entre ellos se destacan el descenso en el nivel de ingresos, el aumento del parque automotor, las características demográficas y finalmente la muy particular motorización con disminución de ingresos: para ellos remitimos al informe citado, integrante del PUA.

Respecto a la caracterización del consumo de combustibles del parque, se presentan sustituciones en la misma dirección que a nivel país, pero con mayor intensidad en razón de dos factores: parque más nuevo y mayor nivel de ingresos en su población. Hacia 1994 el parque de taxis representaba el 61 % del nacional

Las Estaciones de Servicio

Teniendo presente el concepto de cadena petrolera y situándonos en sus eslabones finales, hallamos una característica particular en nuestro país: no existe un gran distribuidor - integrante de un holding refinador y comercializador - que se encargue de abastecer a los distintos segmentos del mercado. Las Empresas Petroleras de Bandera (llamadas así por comercializar una única marca exclusiva) ostentan a través de contratos una posición dominante frente a los distribuidores y estaciones de servicio. El canal más fuerte que poseen las Empresas Petroleras es sin dudas las estaciones de servicio; además, realizan ventas directas a clientes industriales, comerciales, agrícolas y del sector eléctrico.

El vínculo comercial entre la petrolera y las estaciones de servicio es el franchising de marca; esta figura obliga a cada estación a comercializar exclusivamente productos de la marca con la que firmó el contrato y a emplear su bandera. En esencia se establece la compra venta directa de productos (motonaftas, kerosene, gas oil, lubricantes, etc.) vendidos en el local, además de publicitar los productos que indique la petrolera.

Respecto a las estaciones de Gas Natural Comprimido, existen dos casos: Estaciones de Servicio duales (además de GNC venden combustibles líquidos) o venta exclusiva de GNC. En ambos casos, el gas es recibido por el despachante por gasoductos de distribución del gas natural, no interviene ningún transportista ni distribuidor. La diferencia de costos y la disponibilidad del gas son los dos factores que motivan la expansión de este tipo de vehículos.

El mercado argentino de gas natural comprimido se encuentra entre los más importantes del mundo. En 1999 las ventas alcanzaron los 1.583.000 metros cúbicos, alrededor de un tercio de las ventas de nafta y 5 veces más de lo que consume Brasil

La oferta del mercado argentino del GNC está más atomizada que el de las naftas y gas oil. A nivel Nacional Repsol - YPF posee el 31 % del total y son 6 las empresas que superan el 5 % del mercado

En cuanto a volumen de combustibles (motonaftas y gas oil) la venta unitaria por estación indica que la jurisdicción de la Ciudad de Buenos Aires se encuentra en el primer lugar del país con unos 264.000 m3 vendidos por mes en cada estación de servicio.

La evolución del número de Estaciones de Servicio en la Ciudad de Buenos Aires para el período 1995 - 1998 (pasa de 402 a 398) ilustra la estructura oligopólica del sector petrolero, que se mantiene también al final de la cadena, constituyéndose en la principal barrera para evitar el ingreso de nuevos actores.

Las primeras tres empresas (Repsol/YPF/ EG3, ESSO y SHELL) - teniendo en cuenta el mencionado desprendimiento de EG3, por parte del grupo Repsol - poseen el 85% del total de las estaciones expendedoras de combustibles líquidos y duales de la Ciudad de Buenos Aires.

Observando la evolución en la cantidad de Estaciones de Servicio y en el volumen de venta por cada una, se verifican las conclusiones referidas al consumo por sector y por combustible: la cantidad de litros de nafta y gasoil manifiesta una tendencia decreciente, en razón de la mayor eficiencia de los motores y la sustitución por GNC.

En relación con los instrumentos legales y las Estaciones de Servicio, se hace necesaria una reflexión acerca de la ausencia de injerencia por parte del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires respecto a la localización, expansión y reglamentación/supervisión de las estaciones expendedoras de combustibles. Evidentemente sería deseable avanzar en la participación de los ciudadanos de la CBA, a través de su gobierno, en todos los aspectos que hacen a la venta final de derivados del petróleo, no sólo como usuarios o compradores finales, sino también como vecinos cuya seguridad y calidad de vida se encuentra afectada. Aparentemente se trata de un vacío jurisdiccional que no debería perpetuarse.

Comentarios acerca de los precios de los derivados

Desde 1990 los subproductos petroleros no se hallan sujetos a ningún tipo de regulación oficial - más allá de las originadas en modificaciones en las cargas impositivas de cada uno-. En particular se trata de un mercado oligopólico concentrado, donde los precios de venta de los derivados son establecidos en niveles similares por los tres grandes protagonistas - Repsol - YPF, Esso y Shell, que se distribuyen el mercado sin competir en precios.

En los últimos años se ha verificado una reacción repetida en los precios internos del crudo y derivados en relación con los drásticos cambios observados en el precios internacional del crudo, los que llevaron el valor del barril de 10,8 U$S, en Diciembre de 1998, a 29,7 U$S, en Enero del 2000, o sea en dicho período los precios del crudo prácticamente se triplicaron.

Las explicaciones de las petroleras no convencen a las autoridades nacionales ni a la opinión pública, quienes en general coinciden en que los incrementos del precio del crudo deberían reflejarse en un aumento en el precio de los derivados, pero les reclaman a las refinadoras no tener la misma actitud cuando el precio del petróleo disminuye.

Resulta importante reflexionar acerca de los medios disponibles para los habitantes del País en general y de la Ciudad de Buenos Aires en particular para evitar el evidente abuso; la herramienta más eficaz es sin dudas la argumentación de la defensa del consumidor, ante los precios establecidos en forma oligopólica por las filiales locales de las empresas multinacionales. En los Estados Unidos este es el motor principal de regulación de los bienes y servicios con oferta concentrada.

CAPÍTULO II

POLÍTICA DE URE

2.1 | Introducción

El diagnóstico del sector energético desarrollado en el capítulo anterior dejó en claro que las reformas efectuadas en el sistema habían mejorado la eficiencia productiva de las empresas del sector pero debe reconocerse que no se ha avanzado en el mismo sentido en lo que hace al uso final de la energía.

En este capítulo se procura poner de relieve, a través de propuestas concretas, la necesidad de encarar políticas y programas públicos (junto a una legislación específica), para que pueda aprovecharse el potencial de ahorro de energía existente y para que la sociedad pueda disfrutar de los consiguientes beneficios en cuanto a la competitividad, equidad social y protección del medio ambiente, que son pilares del desarrollo sustentable.

El URE se vincula muy estrechamente con la eficiencia productiva y con una adecuada asignación de los recursos, tanto en los ámbitos de la producción, transformación, transporte y distribución de la energía como en las esferas de su consumo final. Los márgenes de mejora en este plano pueden ser muy considerables y de muy alta significación económica, al menos en términos globales.

En el ámbito de las familias, el uso mas eficiente de la energía puede aliviar sensiblemente la carga de este requerimiento esencial sobre los presupuestos de gasto, especialmente en los estratos mas pobres de la población.

En el plano del sector público, la aplicación de acciones de ahorro de energía habría de implicar también economías de gasto, tanto en el caso de la administración central como a nivel de los servicios públicos (por ejemplo, alumbrado público, hospitales, escuelas). En el ámbito del transporte, las posibilidades del URE son especialmente importantes. Sin embargo, las oportunidades mas relevantes se vinculan con la implementación de políticas de transporte que supongan cambios significativos en la estructura de medios utilizados en la prestación de los servicios.

Además de los aspectos puramente económicos hay que tomar en cuenta que las medidas de URE tienen también consecuencias importantes con relación a los aspectos ambientales, que habrán de imponer restricciones crecientes al desenvolvimiento de las actividades productivas. El ahorro y el mejor uso de la energía implican una disminución del impacto sobre el ambiente local y global y de la presión sobre los recursos energéticos agotables.

Todos estos aspectos, además de los antecedentes nacionales y extranjeros sobre el URE, el análisis exhaustivo de las barreras que limitan la concreción de medidas de URE, así como los lineamientos de un marco legal para la promoción de la eficiencia energética, ya fueron tratados en la primer entrega de este estudio, con el documento titulado "Antecedentes de Uso Racional de la Energía".

Por todo ello, en este Capítulo nos limitaremos a exponer los lineamientos de políticas de aquellas medidas de URE de mayores posibilidades de concreción en el ámbito de la CBA y del AMBA, en el tiempo que falta hasta el año horizonte (2010). Los ahorros que deparen las mismas, tanto en el consumo de fuentes primarias como en la emisión de GEI, marcarán diferencias entre el escenario de base y el alternativo.

2.2 | Políticas de URE en el Sector Transporte y la Sustitución de Combustibles

A implementar dentro de un escenario alternativo

2.2.1 Introducción

En primer lugar es necesario ubicar la política de URE dentro de la esfera de decisiones de la sociedad en un momento dado. La misma debe estar comprendida dentro de la política energética nacional que a la vez forma parte de la política económica del país. Finalmente esta última no puede diseñarse sino relacionándola con todas las políticas instrumentos (social, de educación, cultural, exterior, etc.) en el País.

Las políticas de URE pueden analizarse desde distintos contextos, el primero tiene que ver con la autoridad de origen o creación de la ley, norma, reglamento, resolución etc. Entonces podría plantearse una primer demarcación en cuanto a la jurisdicción, habrá algunas medidas - por ejemplo en edificios públicos - que tienen aplicación municipal o local (consejo deliberante o PE) otras serán de carácter provincial - podría ser el caso de Impacto Ambiental - o bien nacional - leyes del congreso, adscripción a tratados internacionales de emisiones o condiciones que deben tener los electrodomésticos / automóviles vendidos en el territorio nacional. Esto es de gran relevancia ya que aún si se pudiese concluir que medidas de URE resultan más costo-efectivas para la Ciudad de Buenos Aires, es muy posible que la instrumentación pase por la órbita nacional o provincial y no sólo de las autoridades locales.

Cada uno de los tres niveles de autoridad será responsable de implementar la política de URE propuesta, sin perjuicio que puedan realizar una adopción conjunta para mostrar ante la sociedad la congruencia de criterios. Además de los tres estratos básicos, una política de URE puede ser incorporada mediante la adhesión a normas o estándares internacionales (normas ISO por ejemplo) que poseen fuerza de ley si son claramente nombradas en procedimientos, resoluciones, etc.

En particular, yendo a las políticas de URE propuestas para el transporte y sustitución de combustibles, la innovación tecnológica se constituye no sólo como marco general para la adopción de medidas sino como instrumentador y decisor de última instancia para las alternativas posibles. Es importante reconocer este carácter a los resultados de la investigación y desarrollo científico técnico internacional ya que dada la situación de libre mercado vigente en la Argentina, a nivel gubernamental sólo pueden alentarse o desalentarse determinadas tendencias de carácter mundial.

Las políticas de Sustitución de Combustibles deben verse no sólo como las alternativas para impulsar vehículos o poner en movimiento máquinas (energía mecánica) sino que abarcan todo consumo de combustibles con fines de calentar/ refrigerar ambientes, alimentos y líquidos.

En cuanto a las políticas de URE en el Transporte, no se trata sólo del tipo de vehículo en circulación, sino más bien de la eficiencia en el transporte de personas y cargas por kilómetro. Con esta perspectiva las posibilidades de acción se extienden hacia medidas tales como: fomentar el trans-

porte público en detrimento del automóvil particular[50], la instrumentación y difusión de programas de manejo o conducción eficiente, propuestas de nuevo diseño para la circulación urbana, direccionamiento de las inversiones en infraestructura incluyendo playas de estacionamiento y transbordo para automotores, entre otras.

El escenario alternativo a plantear, implica aplicar políticas activas, destinadas a promover el Uso Racional de la Energía en todas sus formas y a lo largo de todas las cadenas energéticas. En este contexto las políticas particulares propuestas en este apartado, tanto de URE en Transporte como de Sustitución de Combustibles están regidas principalmente por la sustitución de las Motonaftas e inclusive el Gas Oil por el GNC, básicamente en el transporte carretero (incluyendo colectivos y excluyendo ómnibuses y utilitarios de más de 2 tn.).

La sustitución mencionada se ve reforzada por la incorporación de mejoras tecnológicas, principalmente en el parque de automotores.

Estos dos lineamientos rectores - penetración del GNC y avances tecnológicos - implican un ahorro energético y un menor Impacto Ambiental, identificable a través de los menores niveles de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), respecto al escenario de base.

A partir de novedosas innovaciones tecnológicas en los motores de los vehículos tanto a nafta [51] como a gas oil [52], se logran progresivamente, menores niveles de consumo de combustibles. Entonces como primer política de ahorro podría motivarse o incentivarse esta tendencia.

A nivel de política gubernamental puede actuarse en varios esferas, una de los más efectivas y directas tiene que ver con las empresas automotrices: darle claras señales (menores impuestos o nuevos sobre otras bases, financiamiento más ventajoso de los mismos, etc.) para optar por las tecnologías ahorradoras de combustible.

Otro eslabón, probablemente menos efectivo donde intentar actuar es el precio de venta de los 0 km.; de este modo se incentivaría directamente al potencial conductor a inclinarse por un determinado tipo de vehículo que incorpore las nuevas tecnología. Para ello podrían aplicarse impuestos diferenciales (o descuentos a través del pago de patente) según características técnicas del 0 KM.

Este tipo de medidas sumadas a otras relacionadas con la conducción, dirigidas a modificar prácticas arraigadas en los conductores con muy malos hábitos en cuanto al uso del motor o modo no económico de manejo particularmente en la Ciudad de Buenos Aires (arranque veloz, "picando", frenado brusco permanente, velocidades muy altas o muy bajas, etc.) el mantenimiento del vehícu-

50 En esta dirección la propuesta del Gobierno de la Ciudad y distintas ONG's - entre ellas la FB - de sumarse a partir del 22/9/2000 al día internacional sin mi auto ya implementado en las principales ciudades de Europa, resulta muy auspiciosa y ejemplar.

51 Características de nuevas tecnologías incorporadas o en incorporación a los motores a nafta de los vehículos 0 Km.
- Utilización de multiválvulas (por ejemplo cuatro) ya que muchos automotores continúan empleando dos válvulas, y esto no permite obtener una mayor potencia
- Aumentar la carrera del émbolo en los cilindros
- Incrementar la relación de compresión promedio
- Recircular los gases de escape para permitir el uso óptimo de los convertidores catalíticos de tres vías
- Optimizar la inyección, ignición y recirculación de gases mediante el control electrónico
- Colocar control lamba en los convertidores catalíticos.

52 Motores diesel: en la Combustión e Inyección: Introducción de válvulas múltiples; sobrealimentación (turbocompresión); Intercooling; Inyección electrónica y en los gases de escape: catalizadores de oxidación; filtros de partículas; recirculación de gases; Mejora en la calidad del gas oil.

53 Según estimaciones y estudios - como el de Bravo, V., 1999.

lo (tiene que ver con la presión de los neumáticos, la renovación de filtros, etc) e incluso la aerodinámica del modelo. Existen algunos estudios [53] que indican que mediante estas medidas podría conseguir una reducción como mínimo del 30 % en el consumo específico de los automotores a nafta hasta alcanzar un promedio de 5.0 lt/100km en el período estudiado.

El siguiente apartado de esta sección - políticas de URE en el Transporte y sustitución de combustibles - está dedicado al GNC en automóviles, la penetración de este combustible como ya se mencionó, resulta clave dentro del escenario de URE propuesto en el período 2000 - 2002; luego en un tercer apartado se comentan brevemente otras opciones tecnológicas para los automotores (un mayor detalle se encuentra en el anexo III) debido al horizonte fijado - 2002 - no se considera relevante el peso que estos nuevos vehículos puedan alcanzar; en el cuarto apartado se define el contexto de los aspectos URE en Transporte y sustitución de combustibles; en el último apartado se presentan las políticas propuestas.

2.2.2 Gas Natural Comprimido en Automóviles

Si bien las medidas mencionadas para los motores a nafta o gas oil son extensivos al GNC, además y en razón del horizonte temporal planteado -10 años - en nuestra opinión las mayores posibilidades para sustitución de combustibles en el sector transporte se encuentran en el GNC.

En la Argentina, salvo en las Provincias de Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones, (que poseen el 3.7% del Parque Automotor del país) en las restantes hay abastecimiento de Gas Natural, aunque el mismo no llegue a toda la población de las mismas (en la actualidad el Gas Natural distribuido por redes llega al 56% de los habitantes del país). Por supuesto que en general la oferta se concentra en las áreas urbanas. Desde el punto del vista del GNC existen 682 Estaciones de expendio, de las cuales el 53% está en la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires. Fuera de la Cuidad de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires, hay 125 localidades con estaciones de GNC.

Como ya se ha licitado y esta adjudicada la nueva Distribuidora de Gas Natural en el área del NEA, se supone que dentro del período de proyección previsto en este documento se abastezca también a las provincias que hoy no cuentan con este servicio.

De todas maneras el suministro del GNC se concentrará en las ciudades capitales y en la región Metropolitana

Las medidas relevantes se dividen a continuación en cuatro tipos de políticas a aplicar: las ambientales y de seguridad; las que apuntan al desarrollo tecnológico y fabricación de vehículos accionados a GNC, las institucionales y normativos; y finalmente aquellos medidas económico -tarifarias que se requieren para impulsar un escenario con la mayor penetración posible del GNC.

I) Aspectos ambientales y de seguridad

La contaminación y el transporte motorizado

Sustancia	Fuente	Efectos sobre la salud	Impactos Ambientales
Monóxido de carbono (CO)	Automóviles	Es fatal en grandes dosis, afecta al sitema nervioso central, agrava desórdenes cardíacos, ocasiona fallas en la percepción, reflejos y provoca somnolencia	Contribuye al calentamiento global
Oxidos de nitrógeno (NOX)	Automóviles	Irrita la aparato respiratorio, reduce la función pulmonar, aumenta la probabilidad de infecciones virales	Provoca lluvia ácidas y contribuye indirectamente al calentamiento global a través de la formación de ozono troposférico
Ozono (O3)	Hidrocarburos y óxidos de nitrógeno en presencia de luz solar	Irritación de ojos, nariz y garganta	Daña los cultivos y contribuye al calentamiento global
Plomo (Pb)	Emisión proveniente del aditivo del petróleo	Extremadamente tóxico, afecta al sistema nervioso y sanguíneo y puede causar problemas cerebrales en los niños	Permanece en el suelo y afecta a toda la cadena alimentaria
Hicrocarburos (HnCm)	Automóviles	Somnolencia, irritación de ojos, tos	Contribuye indirectamente al calentamiento global a través de la formación de ozono toposférico (smog)

Fuente: OMS (artículo publicado en el diario La Nación del 17/5/99)

Al abordar los estándares de emisiones habría que considerar explícitamente, los distintos tipos de hidrocarburos emitidos, ya que si se consideran conjuntamente el Metano (CH4) y los COVDM - Compuestos Orgánicos Volátiles distintos del Metano (aldeídos, benceno, entre otros) - se perjudica indebidamente al GNC que emite menos COVDM y más CH4. Dentro de estos compuestos liberados durante el proceso de combustión, es importante considerar por separado ambos grupos, ya que los COV distintos del metano causan un perjuicio local evidente e inmediato a las poblaciones urbanas, provocando el conocido smog. Por su parte la quema de gas natural implica un riesgo para el cambio climático ya que emite uno de los gases de efecto invernadero - el Metano que es un tipo de COV - pero sin poner en riesgo al ozono fotoquímico de las áreas pobladas (generando smog) como los COV distintos del metano.

Se propone prohibir paulatinamente el uso de colectivos no accionados a GNC en el macrocentro de la ciudad, para lo cual deberían instrumentarse las medidas indicadas en el punto iv) - ver más abajo - e incorporarse este requisito a los pliegos de concesión de líneas.

Simultáneamente tendrían que acentuarse los controles sobre emisiones de todos los vehículos en circulación, especialmente los de transporte público, que deberían someterse a revisiones periódicas, aplicándose las multas y retiros cuando se superen los límites de emisión establecidos.

Por supuesto esto exige y presupone equipamiento adecuado, personal capacitado y recursos monetarios.

Quizá acuerdos entre municipios, Universidades e Institutos Tecnológicos puedan facilitar la aplicación de estas medidas.

De igual manera, a través del ENARGAS, como en parte se está haciendo, diseñar las normas de seguridad que deben cumplir los vehículos, las estaciones de expendio, los talleres de conversión y reparación de los implementos que se utilicen en los vehículos a GNC, así como el control, seguimiento y cumplimiento de las normativas.

II) Desarrollo tecnológico y fabricación de vehículos accionados a GNC

Sería fundamental un acuerdo entre los Estados Nacional, Provinciales y fabricantes de automotores para que se desarrolle en el país, incluso con miras a su exportación, tecnología destinada a producir vehículos de todo tipo accionados directamente a GNC.

El acuerdo debería implementarse con todas aquellas fábricas de automotores, cilindros (de menor peso, acero-acero fibra y full composite) compresores, equipos compactos (a inyección de gas y presión positiva), etc. que están realizando o han realizado desarrollos tecnológicos sobre el tema [54].

El Estado podría implementar políticas de incentivos paulatinos con resultados comprobables en tiempos establecidos previamente que incluso llevara a balances comerciales netamente favorables al país.

III) Aspectos institucionales y normativos

Toda la política de uso del GNC en vehículos debería confluir en una legislación y reglamentos afines que con intervención de todas las partes cubriera el vacío o la dispersión hoy existente.

Una muy buena base para la discusión sería el proyecto en elaboración en la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente Humano.

IV) Políticas tarifarias e incentivos económico-financieros

Se trata de aplicar medidas tarifarias, impositivas y crediticias que alcancen a usuarios y fabricantes.

En las circunstancias actuales de Argentina no resultaría sencillo incrementar el precio del Gas Oil y de las naftas vía impuestos adicionales.

Por eso se debería incentivar este tipo de desarrollos mediante facilidades crediticias y exención de impuestos por un período suficiente restringido y con tasas favorables que fueran desapareciendo paulatinamente, hasta que las economías de serie fueran suficientes para bajar los costos iniciales [55].

Para facilitar la mayor penetración del GNC en un posible escenario de Mitigación se debería modificar la estructura relativa de precios, con medidas que equivalgan a elevar la relación: (lt de gas oil/m3 GNC) de 1.4 a 1.9 puntos [56]. Esto podría lograrse mediante un incremento en los impuestos al Gas Oil y/o gravando la compra y/o importación de vehículos diesel y otorgando créditos fiscales, si correspondiera, a los usuarios del sector agropecuario y del sector de transporte de cargas y de pasajeros público.

54 Dentro de las especificaciones estrictamente técnicas:
Respecto a los cilindros se está experimentando con el aluminio en lugar del acero para reducir el peso, pero por razones de seguridad posiblemente sea el acero y acero-fibra, el mejor material, en particular para vehículos utilitarios.
En lo que hace al equipo regulador en general hay modelos con dos o tres etapas de regulación pero los equipos están integrados en un solo cuerpo. Finalmente la tendencia en Europa y Japón respecto al mezclador en general, es hacia los sistemas de inyección de gas (presión positiva) y al abandono de los aspirados, asegurando así una mejor performance del vehículo y un mayor control de la calidad de los gases de escape.
Por eso, más que el uso de mezclas gas oil / GNC en motores diesel, se está buscando la fabricación de motores especiales para el uso de GNC dentro del ciclo Otto.

55 En Gran Bretaña el impuesto al consumo de gas en los vehículos se redujo en un 15 % en noviembre de 1995, en Suecia el gas natural fue eximido de impuestos ordinarios, con lo que la carga fiscal total sobre los vehículos a gas se redujo en un 54% (enero de 2000), en Alemania está pautada una reducción del 61 % entre 1996 y 2009, en Holanda el impuesto al gas en los autos fue bajando - desde el 1 de abril de 1995 - al nivel de los gasoleros y nafteros más livianos, ya que en este país el monto depende del peso del vehículo, lo que representó una disminución del 33 % , En Bélgica e Irlanda no se grava el consumo ni el VA del gas vehicular. Fuente: Prensa Vehicular del 15/08/00 "GNC en Europa, Promociones Impositivas"

56 Esto supone llevar el precio del Gas Oil de unos posibles 0.469 ($/lt) a 0.619 ($/lt)

Hay algunas experiencias para su utilización en Colectivos (incluso municipios como el de la Ciudad de la Plata, han generado resoluciones que prohiben el uso de vehículos de transporte público de pasajeros en el área urbana con niveles de emisión de contaminantes que impulsarían la alternativa GNC como la única posible) pero puede demorarse algún tiempo la incorporación masiva.

2.2.3 Opciones Tecnológicas alternativas a los motores a Nafta, a Gas Oil y a GNC

Se considera que debido a los costos del vehículo y operativos, la infraestructura de recarga y la potencia específica del sistema de propulsión, el hidrógeno no podrá competir con los combustibles tradicionales en el corto y mediano plazo. Sin embargo, sus características ambientales, de eficiencia del sistema de propulsión, y su potencial renovable lo hacen un combustible adecuado para flotas de vehículos gubernamentales o corporativos y de transporte público.

Dado el período de proyección, año 2010, se descartaron los vehículos:

1 Eléctricos a batería o a hidrógeno

2 A hidrógeno en combustión interna

3 Los híbridos

4 El motor Wankel

5 Los que utilizarían GLP

6 Los que emplearían mezclas GNC/Gas Oil en motores diesel

(Se presenta la descripción de estas novedosas tecnologías como apéndice de este capítulo)

Comparado con el hidrógeno, el uso directo de la energía eléctrica puede ser igualmente limpio, y además tiene disponible una mejor infraestructura de recarga. Sin embargo, posee una potencia específica y autonomía menor que la del vehículo a hidrógeno, requiriendo la investigación, el desarrollo y puesta a punto de sistemas de almacenamiento alternativos para posibilitar su difusión masiva. No esta previsto que esto se produzca antes del mediano plazo. Sin embargo, tanto en uno como en otro caso no se puede descartar que existan factores imprevistos de política, ambientales, o tecnológicos que aceleren estos procesos.

En consecuencia, con criterio realista, dados los alcances del estudio, se privilegiará, dentro de posibilidades también realistas, el uso del GNC en motores a explosión y la adopción en vehículos de transporte de pasajeros (minibuses y colectivos) de motores especialmente diseñados para usar GNC.

2.2.4 La Sustitución de Combustibles y el Uso Racional de la Energía en el sector Transporte

El concepto de sustitución debe considerarse parte del Uso Racional del recurso energético, se trata de usar en primer término lo que abunda con énfasis en el cuidado de los recursos no renovables. Una política apropiada de sustitución debe basarse en las reservas energéticas disponibles, no sólo las comprobadas sino también las altamente probables, debe además invertirse en la estimación del real nivel de reservas. En este punto vuelve a ser de utilidad identificar el nivel de reservas de nuestro país, nos remitimos al cuadro expuesto en la sección de diagnóstico de derivados de petróleo.

Niveles de reservas y producción de Petróleo y Gas Natural a diciembre de 1999

CUENCA	Petróleo			Gas		
	Reservas miles de m3	Producción m3	Años	Reservas millones de m3	Producción miles de m3	Años
Noroeste	31925	1184129	27,0	146444	6321388	23,2
Cuyana	37023	2696001	13,7	879	79607	11,0
Neuquina	215251	23789047	9,0	377117	25123995	15,0
Golfo San Jorge	174519	14104933	12,4	33337	2486511	13,4
Austral	28776	4730857	6,1	171437	8406440	20,4
Total país	487494	46504967	10,5	729214	42417941	17,2

Fuente: IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas)

En nuestro país las reservas de gas son superiores a las de petróleo y las investigaciones de los últimos años, indican que esa relación puede mantenerse e incluso incrementarse. Con sólo observar que la duración de tales stocks se mide en lustros, es la generación actual la que vivirá el cambio de fuente energética muy probablemente en el presente siglo XXI.

Por otra parte, el recurso hidroeléctrico existente en Argentina nos permiten ser optimistas, no sólo por su nivel sino por su característica de renovable. Respecto a las energías alternativas como la solar, eólica, a hidrógeno y nuclear, nuestro país siempre a estado a tono en cuanto a desarrollo e investigación con los principales adelantos del mundo. Es imprescindible en este sentido destinar recursos a las áreas de investigación y desarrollo, para poder implementar una política nacional de sustitución de combustibles.

A partir del Plan Territorial y Urbano Ambiental de la Ciudad sumado a una estricta coordinación entre los Entes involucrados en la planificación, debe establecerse una nítida política de transporte con el objetivo de revertir los aspectos negativos del servicio y potenciar los positivos [57]. Esa política debe ser la rectora de una estructuración del plan adecuado para el corto, el mediano y el largo plazo, que permita dotar a la Ciudad de Buenos Aires de un sistema de Transporte masivo - y accesible para todos - rápido, dotado de medios alternativos que disminuyan los altos niveles de polución actuales y en condiciones de generar claros ahorros por sustitución de fuente energética en el sector y - por supuesto - con una relación social de costo - beneficio positiva.

En el corto plazo se propone reestructurar el sistema de transporte urbano a fin de obtener una racionalización de la red, troncalizar los recorridos, conformar los corredores, mejorar las frecuencias, incrementar la capacidad de carga, aumentar la velocidad de tráfico (hasta un máximo o tope urbano y otro suburbano) disminuir los tiempos de viajes y esperas, mantener y crear nuevos orígenes y destinos, en otras palabras conducir a un aumento de la relación pasajero - kilómetro. Para esto puede ser necesario revisar las licitaciones existentes, respaldando el cambio en estudios físicos y demográficos del Área Metropolitana de Buenos Aires, atendiendo a parámetros de equipotencialidad de carga, concentración de servicios en áreas intermedias, etc. En estos aspectos el Plan Urbano Ambiental a avanzado considerablemente y constituye un punto de partida irremplazable.

57 Se siguen aquí algunas de las conclusiones planteadas en el Seminario "Uso Racional de la Energía en el Transporte Urbano y la Planificación Urbana", Agence Française Pour la Maitrise de L'Energie - Subsecretaría de Energía de la Nación - Federación Mundial de Ciudades Unidas, mayo de 1990.

En Particular se ha dividido la sección siguiente en cuatro tipos de medidas: de organización del tráfico, sustitución entre modos, innovaciones tecnológicas y penetración de fuentes y otras medidas generales:

2.2.5 Políticas y Objetivos Generales para dirigir la sustitución de combustibles y la implementación del URE en el Sector Transporte

Las medidas propuestas deben cimentarse en dos pilares: la participación de todos los sectores involucrados, principio fundamental en todo proceso de planificación y la implementación de un plan territorial y de movilidad urbana a largo plazo. Corresponde entonces a la Dirección de Transporte convocar a organismos públicos, asociaciones empresariales y gremiales, uniones vecinales y entidades privadas para brindarles información de la marcha de los estudios, recabando sugerencias que contribuyan a desarrollar un Plan de Transporte acorde a las necesidades y posibilidades de la Ciudad.

Si bien la Ciudad de Buenos Aires ya cuenta con un Plan Urbano Ambiental, debe avanzarse en el estudio profesionalizado de muchos de sus aspectos. Sólo a partir de esa sólida base las autoridades podrán implementar los cambios y modificaciones convenientes, con el consenso de los involucrados en el proceso.

Se sugieren a continuación una extensa y variada lista de políticas posibles en cuanto a uso racional de la energía particularmente en el Sector Transporte, si se pretende obtener un máximo de resultados a partir de un paquete de medidas y decisiones políticas, debería diseñarse una Política de Transporte a largo plazo que abarque los aspectos más relevantes de la problemática, entre ellos:

- Diseño de las movilidad urbana a partir de:
  Reducción del uso del automóvil particular
  Incremento en el uso del transporte público y medios no motorizados
- Características del parque: Mejora en la eficiencia de los vehículos privados
- Hábitos de los transportados y transportadores
- Energía y Largo Plazo, planificación
- Aspectos sociales del transporte y la sustitución del consumo de los combustibles

Es imprescindible no perder de vista que las acciones de ahorro energético dependen principalmente de la estructura de la sociedad y el conglomerado urbano en particular, como también del tipo y forma en que se realiza el transporte y los desplazamientos en el mismo. Además el objetivo de calidad y eficiencia de un sistema de transporte urbano no es contrario al aumento de su eficiencia energética (que en el Transporte es función de los modos utilizados y de las características del tránsito, sobre todo en horas pico) sino que las características de racionalidad y eficiencia del sistema son una condición básica para minimizar los consumos.

El problema es multidisciplinario, se requieren acciones específicas en la planificación urbana, la ingeniería del tránsito y la propia estructura de los viajes. Como requisito ineludible, una medida que posibilite ahorro energético deberá ser implementada sólo si la misma mejora los resultados económicos de las empresas involucradas o bien produce un beneficio social mensurable de tal forma que resulte un rédito económico de todo ahorro de energía.

Además toda mejora en la eficiencia energética y en la reducción de los consumos impacta favorablemente sobre la calidad del medio ambiente, disminuyendo la contaminación ambiental por menor emisión de gases de efecto invernadero, partículas, monóxido de carbono, entre muchos otros y minimizando el esfuerzo posterior requerido para descontaminar.

2.2.5.1 Medidas de Organización del Tráfico

- En cuanto a planificación de la movilidad urbana debe establecerse una clara priorización en la siguiente dirección:

  1 los peatones
  2 los ciclistas
  3 transporte público por calles
  4 carga y descarga
  5 distribución de mercancías
  6 vehículos privados

- Los municipios de infraestructura imprescindible previamente estimado y diseñado. Podría resultar interesante involucrar a los comerciantes en la construcción de estacionamiento, en zonas próximas a centros comerciales.
- Debería enfatizarse el diseño, construcción, uso y mantenimiento de ciclovías en la ciudad con auténtica prioridad sobre los vehículos. Para ello debe concientizarse a los conductores a dejar siempre libre la vía. La disposición - CBA - que obliga a disponer de un espacio gratuito para bicicletas debe institucionalizarse definitivamente.
- En lo que hace al peatón, es importante liberar a las veredas de obstáculos (con disposiciones municipales) remover inmediatamente a los vehículos estacionados sobre las esquinas u ochavas, aumentar el tiempo del cruce peatonal en semáforos y reducir la posibilidad de giro a la derecha con luz roja para la trayectoria recta.
- Respecto al servicio público colectivo de pasajeros se propone elaborar un modelo de transporte en base al relevamiento, análisis, diagnóstico y pronóstico de los flujos de viajes entre zonas y áreas censales homogéneas. En función de las predicciones de dinámica poblacional, de las actividades económicas, de las variaciones en el uso del suelo urbano y suburbano, entre otros.
- Tanto la mejora en los transportes colectivos y su impulso basado en medidas de disuasión en el uso de modos privados, como la implementación de acciones de optimización del funcionamiento de la red existente (mejoras en la coordinación de semáforos, información radiada de itinerarios alternativos y potencialización del centro de control de tráfico) contribuirían a mitigar efectos determinados por la congestión permanente.
- Seguridad: el uso de cinturones de seguridad, el traslado de menores en el asiento del acompañante y los motociclistas sin casco deben penalizarse con mayor severidad y con suspención de licencias.
- En la ciudad de Buenos Aires puede avanzarse mucho en cuanto a la información del servicio de tránsito, para ello podría establecerse un Centro de información del Transporte, realizar encuesta completas y confiables (representativas) recurrirse a medios masivos de comunicación y a boletines o publicaciones sistemáticas y regulares que pongan a disposición de todos los usuarios de la red de transporte no sólo el universo de opciones disponibles sino la especificación de los costos, los tiempos de viaje y espera y las consecuencias ambientales aparejadas por cada medio. Parte de esta información debería suministrarse en tiempo real.
- Se debe aspirar a una velocidad máxima razonable tanto para agilizar el tránsito como para evitar los numerosos accidentes que se producen actualmente.
- Racionalización del uso de la vía pública reestructurando el sistema de estacionamiento pago; reduciendo al mínimo indispensable los espacios reservados; instaurar un nuevo régimen horario ajustado al funcionamiento de las actividades de carga y descarga; para transporte de escolares, turistas, bancos, hoteles, clínicas y sanatorios establecer reservas especiales por el tiempo mínimo de acuerdo a cada caso; promover en área adyacente al microcentro la radicación de cocheras y guarderías. Es importante tener en cuenta que si se desplazan muchas de las tareas de carga y descarga, aumentarán los costos de los productos de consumo masivo y en definitiva se beneficiarán sólo algunos conductores de vehículos privados.

- Implementar políticas de Educación vial dirigidas a toda la comunidad: escolares, conductores, ciclistas y peatones. En esta dirección podría imitarse el programa Auto$mart de Canadá, implementado por NRCan en 1994, se le da a los conductores información detallada pero de fácil lectura, sobre como afectan al medio ambiente sus hábitos de compra, conducción y mantenimiento. En la misma dirección en España se definió en los años de crisis energética (1973-1983) un tipo de conducción calmada (defensiva y contrastada con la agresiva vigente) en la actualidad sólo queda un vestigio en el transporte público español.
- Los programas de inspección y mantenimiento de los vehículos deben hacerse operativos, a un bajo costo y en forma generalizada.
- En idéntica dirección del evento "22 de setiembre la ciudad sin mi auto" desalentar con peajes o carriles diferenciales al auto con sólo un ocupante, incrementando la ocupación del vehículo privado, formando por ejemplo de un pool o grupo entre vecinos.

2.2.5.2 Sustitución entre Modos para el AMBA

- Se trata de sustituir parte de los viajes en automóvil privado por ómnibus urbanos;
- Impulsar la penetración del subte (ampliación red de subtes existente y nueva línea transversal planeada) y de trenes elevados, en trinchera (bajo nivel a cielo descubierto) o subterráneos en detrimento de los viajes en ómnibus urbano o automóvil privado; e inclusive tranvías o trolebuses en un mediano plazo.
- brindarle al peatón y al ciclista las condiciones mínimas de acceso seguridad e infraestructura
- Aumentar el factor de ocupación de todos los medios, en especial los automóviles;
- Resulta prioritario avanzar con los proyectos de Playas o centros de transferencia modal e intramodal que faciliten el uso del transporte público exclusivamente o combinado con el auto particular, con una fuerte campaña de información a la comunidad.
- Evaluar la posibilidad de establecer pequeños depósitos - plataformas - para que los camiones de gran y mediano porte descarguen su mercadería y la transfieran a furgonetas, para distribuir la carga a su destino final.
- Estudiar la transformación de una parte del parque de taxis y remises en taxis compartidos, al igual que el colectivo actual tendrían un recorrido fijo y se detienen hasta colmar la capacidad (3 o 4 pasajeros), el precio es intermedio entre el colectivo y el taxi. Esto resulta ideal para los recorridos nocturnos y las zonas en las que los colectivos van semi - vacíos.
- En esta dirección resulta de interés la adopción de un sistema de paradas con posibilidad de llamar telefónicamente o por beeper al móvil para que circule lo menos posible sin pasajeros. También es necesario establecer una nueva política de evaluación de la calidad del servicio y su seguridad.
- Fortalecer la regulación de la circulación de automóviles particulares y colectivos en el Microcentro (ampliado) apuntando a la disminución o eliminación del tránsito en tales áreas, evitando congestionamientos y consumos innecesarios
- Restringir el ingreso de camiones de más de 2 Ton al macrocentro de la Ciudad.

2.2.5.3 Innovaciones tecnológicas y penetración de fuentes

- Se han propuesto medidas para incentivar, dentro de lo posible, la adopción de mejoras en los rendimientos para todos los medios de transporte: para alcanzar los cambios planteados deberá surgir una regulación y modificaciones legales que impongan a las empresas fabricantes características técnicas que deben cumplir los vehículos y que se desarrolle una adecuada política de precios de los combustibles para favorecer los procesos de sustitución.
- Promover e implementar la tracción eléctrica (ampliación red de subtes y evaluar la posibilidad de incorporar tranvías o trolebuses en avenidas con potencial turístico o de interés de la comunidad) y el GNC en el transporte colectivo que transita por los corredores troncales de circulación.

- Dentro de los utilitarios menores a 2 ton puede lograrse que un 3% del parque utilice electricidad hacia 2010. Respecto a los Ferrocarriles suburbanos se puede lograr el reemplazo de locomotoras diesel oil por eléctricas, llevando su participación a un 85 % en el 2010 e incluso podría lograrse una penetración de locomotoras diesel utilizando GNC de un 3 % para tal horizonte.

2.2.5.4 Medidas generales

- La aprobación y posterior financiamiento de cualquier tipo de inversión en infraestructura para el transporte privado por carreteras y calles así como los nuevos esquemas de circulación que se propongan, deben garantizar que la acción emprendida no provoque en el futuro un incremento en el número de vehículos kilómetros en el área. O sea que deben demostrar su eficiencia energética en cuanto a pasajeros o kg de carga por cliente. Esta fue una de las propuestas de la conferencia de Río en 1992 conocida como Solución 0 (cero).

- Evaluar la posible expansión del área central de la ciudad; ampliación del área de circulación peatonal; asignar al transporte público de pasajeros calles de uso preferencial con estacionamiento prohibido en ambas o en una mano (con señalización clara) y disponer de un circuito (con carril único para ómnibuses) rodeando el área central de la ciudad. El segundo paso consistiría en restringir el paso a los automóviles privados y motocicletas.
  En este aspecto la Ciudad debería modernizar su Sistema de Calles-Avenidas y Autopistas, desarrollando un sistema integrado de velocidad media para lograr una fluidez aceptable en todo el perímetro fuera del área (ampliada) definida como macrocentro y promoviendo el concepto de calles residenciales silenciosas.

- Podría implementarse un programa de estándares mínimos aplicado a todos los automóviles puestos en el mercado a través de parámetros establecidos, siguiendo los ejemplos de la Corporate Average Fuel Economy.(CAFÉ en EEUUA) y Company Average Fuel Consumption Program (CAFC en Canadá). A partir de esta medida los fabricantes eliminaron todo peso innecesario, mejorando el rendimiento de los motores de tal modo que los consumos específicos disminuyeron dramáticamente entre 1977 y 1985. La ventaja de adoptar estándares es que permite asegurar un mínimo de eficiencia, eliminando progresivamente los equipos ineficientes y atenuando al mismo tiempo la incidencia de internalidades. Claro que su punto débil se manifiesta con más intensidad en la industria automotriz, como no se ataca al parque automotor existente, el cambio se produce lentamente. Claro que esto no debe ocultar que mientras mayor sea la tasa de crecimiento del mercado (tanto por quienes cambian su auto como por quienes lo adquieren por primera vez) más efectiva será la adopción de estándares mínimos.
  El gran mérito que tiene este tipo de medidas es que se vinculan esencialmente a los fabricantes del equipamiento con las empresas constructoras o productoras de materiales.
  En esta misma dirección se propone que los automóviles nuevos exhiban una tarjeta o sticker indicando el consumo promedio de combustible en autopista y ciudad, podría comenzarse con los utilitarios livianos.

- Se propone estudiar la aplicación de un impuesto o un subsidio a los nuevos vehículos según su tasa de consumo de combustible, siguiendo un Programa para la conservación de combustibles (Ontario, Candá 1989). De este modo podría cobrarse al usuario el costo completo (social y ambiental) del transporte. También podría emplearse una parte del impuesto a los combustibles expendidos en Estaciones de Servicio (excluyendo al kerosene y al GLP) para subsidiar en parte al sistema de transporte público.
  Podría implementarse un precio de congestión (peaje más caro según la hora o la dirección) restringir

- Dentro de la gestión ambiental debe profundizarse la adopción de normas internacionales. Éstas ejercen una presión sutil e ineludible para que la comunidad empresarial se comporte de manera responsable. Por ejemplo las ISO (de la British Standards Organization) 9000 - gestión y aseguramiento de calidad - y la 14000 - documento guía para organizar, mantener o mejorar un sistema de gestión ambiental dentro de una empresa. La gran ventaja de este instrumento es que además de uniformar el lenguaje internacional entre clientes y proveedores, pueden ser aplicadas por organizaciones de distintos tamaños que deseen certificar ante sus clientes o autoridades estatales un buen nivel de compromiso con el medio ambiente.

- Sería interesante estudiar la posibilidad de implementar un esquema institucional y financiero (o algunos de sus aspectos) del tipo aplicado en Francia, donde la política de transportes se fundamenta en cinco factores fundamentales:

  i. el Institucional, creación de autoridades organizadoras del transporte urbano y definición de los límites del mismo. Esas autoridades son formadas por agrupamientos de comunas y deciden la creación de un perímetro que determina los límites de su competencia. Son plenamente responsables y la instancia es única, definen y ponen en marcha la política de los transportes colectivos según las modalidades que elijan
  ii. Descentralización, se refuerza la competencia de la comunidad local en cuanto a urbanismo y se las dota de autonomía en el plano financiero, esto hace más coherente una política de desarrollo urbano que integre al transporte.
  iii. Generalización de contratos, entre las autoridades y los explotadores de las redes de transporte.
  iv. Sector privado Gestor, de las redes del transporte público, existe una asociación entre el sector público y el privado con un original esquema financiero de inversiones y explotación.
  v. Fuente de financiamiento específica "el Subsidio Transporte", el mismo representa más del 35% del presupuesto de las autoridades responsables del interior de Francia y de los gastos de explotación de las redes de transporte; cubre además cerca del 25 % de los costos de transporte en la región parisina. En definitiva el impuesto contribuye a repartir la carga financiera en tres grupos, los usuarios (pagan 1/3 vía tarifas), los contribuyentes (pagan otro tercio vía impuestos municipales) y el grupo de empleadores, paga el tercio restante.

- El AMBA como región única, exige una unificación de la responsabilidad en aspectos de transporte por un lado y de los viajes o movimientos por el otro, en un ente u organismo que diseñe un plan de reordenamiento que será necesariamente perfectible sobre la marcha.

- Existe una importante dificultad en la toma de decisiones respecto a los transportes urbanos y al manejo de sus repercusiones, debido a las distintas jurisdicciones que deciden en tal ámbito sumado a la falta de convenios o acuerdos en el tema 58. Sobre el transporte de la AMBA confluyen las jurisdicciones nacional, municipal y provincial, que no necesariamente coinciden en cuanto a las urgencias de infraestructura. Para que la Ciudad de Buenos Aires recupere poder de regulación y control del transporte público urbano y del tránsito deberá establecer acuerdos con la Nación y la Provincia de Buenos Aires, debiendo dictar la legislación y reglamentación que corresponda.

- A partir de la autonomía relativa que posee la Ciudad de Buenos Aires y la existencia de concesiones o autorizaciones en los principales servicios públicos de transporte y vías de acceso a la Ciudad surge la necesidad por el lado del gobierno nacional de unificar las entidades reguladores del transporte público (ferrocarriles, subterráneos, automotores y accesos) sin descuidar la coordinación del sistema y la Ciudad por su parte debe tener la representación debida en el futuro Ente o Autoridad que se instituya a nivel metropolitano.

58 Batalla, Daniel E. El Transporte Metropolitano (Un futuro sobre rieles).

2.3 | URE en la Industria

2.3.1 La intensidad energética en la Industria de la CBA

De acuerdo con lo informado en el Plan Territorial de la Ciudad de Buenos Aires (Tomo 4, Sección B2,página 76), la producción de bienes y servicios de la RM representó, entre 1970 y 1986, el 40% del valor correspondiente a todo el país. Esta proporción es un 17% superior a la concentración de la población de la RM respecto a la de todo el país.

Al interior de la RM la CBA generaba el 63% del producto regional. La actividad del sector terciario que representaba el 52,2% del total en la primera mitad de los años 70 evolucionó hasta una participación del 60% en 1985/86.

De acuerdo con el Censo Industrial de 1994, la industria manufacturera de la ciudad - con 16.244 locales, 198.461 personas ocupadas y 7.194 millones de pesos de valor agregado - ocupaba el segundo lugar a nivel nacional. Esta gravitación en el VA y dada su correlación con el consumo energético hace que sea importante el esfuerzo por aplicar medidas de URE en el sector.

"La CBA ostenta una suerte de especialización en los servicios, específicamente en los financieros, de seguros, restaurantes y hoteles y en los sociales y personales; el conurbano tiene una proporción relativa mayor en la generación de mercancías, como la industria manufacturera. Esta última actividad origina un valor agregado mayor, en términos absolutos, en los partidos del conurbano bonaerense que en la CBA.

A su vez, dicha diferencia en la especialización productiva provoca una distinta asignación del trabajo: en la CBA los servicios reúnen una mas alta proporción del personal ocupado".

Considerando el período 1980/94, el estudio citado del Plan Territorial estimaba que el PBG de la CBA, representó algo más que el 20% del PBI de la Nación, aunque se debe señalar que desde 1980 se viene registrando una lenta disminución de esa participación.

En el Cuadro que se transcribe a continuación se presenta la composición del PBG pm (a precios de mercado) de la Ciudad, según grandes divisiones, desde 1986 hasta 1994, expresado en porcentajes.

Año	Industria Manufact.	Electr.. Gas yA	Construcc.	Comercio Restaurant. y Hoteles	Transp. Alm. y Te.	Est. Financ. Seguros e Inmob.	Servicios personales y sociales	Total
1986	20,6	1,9	1,5	21,1	6,6	28,4	19,9	100
1990	18,1	2,6	1,1	19,1	5,5	29,2	24,4	100
1994	12,3	2,4	1,2	16,8	4,8	34,2	28.2	100

La producción de bienes va declinando su participación en el período, a medida que aumenta la de los servicios. La magnitud de los servicios de la CBA tiene una importancia notoria en el ámbito nacional ya que representa un poco mas de un tercio del total de los servicios producidos en el país.

La información del CEN de 1994 sobre el valor agregado bruto (VAB) por la industria manufacturera, el comercio, restaurantes y hoteles y servicios del conurbano se presenta en el siguiente cuadro

(Millones de pesos de 1993)

Zona	Valor Agregado Bruto	%
Primer Cordón	14.094,7	79,42
Segundo Cordón	3.653,1	20,58
TOTAL	17.747,8	100,0
Norte	7.814,1	44,03
Oeste	4.283,0	24,13
Sur	5.650,7	31,38
TOTAL	17.747,8	100,0

De estos valores, el 65% corresponden a la industria manufacturera, 20% al rubro comercio, restaurantes y hoteles y el 15% al sector servicios, aunque debe destacarse que los valores recopilados por el CEN para estos últimos no cubren la totalidad del sector, excluyendo los grandes servicios como Electricidad, Gas y Agua, Actividades Financieras y Bancarias y Transporte, Almacenaje y Comunicaciones.

El supuesto básico que justifica el escenario alternativo es el de la coexistencia de políticas URE - ambientales, industriales y tecnológicas que interactúen entre si. La propuesta consiste en promover la adopción, por parte de las industrias, de mejoras tecnológicas y nuevos procesos, acordes con el estado del arte en cada rama. Se supone que estos nuevos procesos reducen la necesidad de insumos, reaprovechan subproductos vía reciclado y/o disminuyen los requerimientos de tratamiento final de los residuos, al mismo tiempo que están asociados a la eficiencia productiva.

2.3.2 Alcances en la Formulación de Política

Ahora bien, para proponer políticas específicas que promuevan mejoras tecnológicas o cambios de procesos, o mejoras en los procesos, deberá conocerse (con cierto grado de desagregación) la estructura de la industria manufacturera en la CBA, información que por el momento no se dispone.

Sin embargo y gracias a la intervención del Concejo del PUA se pudo obtener información sobre el Valor Agregado de la industria manufacturera de la CBA, series 1993 a 1994, tanto a precios corrientes como a precios constantes de 1993. Lamentablemente esta información abarca solo 16 grupos de Ramas Industriales del CIIU y un agregado con el resto de las industrias.

Valor agregado bruto a precios básicos, industria manufacturera.
En miles de pesos a precios corrientes. Ciudad de Buenos Aires

Código	Descripción	Precios Corrientes 1998	Porcentaje s/Total	Porcentaje Acumulado
	Total	9.395.201.274	100	
39	Resto de Industria manufacturera	1,318,112,084	14	14
232	Fabricación de productos de la refinación del petróleo	1,133,789,346	12	26
24998	Fabricación de medicamentos de uso humano y productos farmacéuticos	957,402,346	10	36
222	Otras actividades de edición e impresión; reproducción de grabaciones	780,010,102	8	45
22120	Edición de periódicos, revistas y publicaciones periódicas	675,144,334	7	52
24999	Fabricación de sustancias y productos químicos, excepto medicamentos de uso humano y productos farmacéuticos	563,103,348	6	58
18	Fabricación de prendas de vestir; terminación y teñido de pieles	537,036,742	6	63
154	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	508,617,413	5	69
28	Fabricación de productos de metal, excepto maquinaria y equipo	471,160,067	5	74
151	Producción y procesamiento de carne, pescado, frutas, legumbres, hortalizas, aceites y grasas	461,737,246	5	79
17	Fabricación de productos textiles	388,642,204	4	83
29	Fabricación de maquinaria y equipo n.c.p.	343,843,395	4	87
15542	Elaboración de bebidas gaseosas, excepto soda	301,387,516	3	90
21	Fabricación de papel y de productos de papel	254,995,533	3	93
25	Fabricación de productos de caucho y plástico	205,776,616	2	95
19	Curtido y terminación de cueros; fabricación de artículos de marroquinería y talabartería	189,087,024	2	97
153	Elaboración de productos lácteos y elaboración de productos de la molinería, almidones y productos derivados del almidón, Elaboración de alimentos preparados para animales.	154,837,444	2	98
15590	Elaboración de bebidas, excepto de bebidas gaseosas	151,512,517	2	100

Este Cuadro fue procesado por el equipo de trabajo reordenando las Ramas por orden de mayor a menor de su valor agregado. En el nuevo Cuadro se consigna la participación porcentual del valor agregado de cada Rama, en forma individual y acumulada. Para las consideraciones que siguen se parte del supuesto - en realidad, es una mera aproximación al conocimiento de los consumos energéticos en la industria - de aceptar a priori una correlación entre consumo energético y valor agregado. El cuadro completo se presenta como anexo (anexo IV) al final del trabajo.

A partir de esa premisa puede decirse que:

- No se registran en el ámbito de la ciudad industrias energo intensivas, salvo la Rama 232.
- Las Ramas del Cuadro analizado - que son las relevantes en la ciudad - se caracterizan por tener una estructura en los consumos energéticos donde predomina el uso de la electricidad. Esta circunstancia hace que la contaminación ambiental por emisiones industriales sean mínimas y muestra el resultado de un proceso de emigración de las industrias mas contaminantes, en buena parte, hacia la región metropolitana.
- En el Cuadro puede apreciarse que el "módulo" Resto de la Industria Manufacturera tiene la mayor participación (14%) en el VA sectorial. Debe prestarse atención, entonces, a las PyMEs agrupadas en este módulo porque las medidas de URE en este rango de establecimientos son posibles de realizar, en la mayoría de los casos, aún sin inversiones, dependiendo principalmente de la aplicación de las políticas activas que mencionamos en el párrafo siguiente.
- De acuerdo con las pautas de crecimiento previstas en el Escenario Socioeconómico puede preverse que todas las industrias de la ciudad tendrán que ampliar su capacidad instalada hacia el año horizonte del estudio y que algunas nuevas actividades industriales se incorporarán conforme a propuestas formuladas en el Plan Territorial. En ambos casos podría estimularse la incorporación de procesos y tecnologías propias del estado del arte en la industria con políticas activas que favorezcan el acceso al crédito, facilidades para importar equipos, reducciones impositivas, asesoramiento tecnológico, etc. Estas políticas son adecuadas para el tipo de industrias reflejadas en el Cuadro en análisis.
- En realidad, no se encuentra en la estructura de las industrias de la ciudad dos o tres -ni siquiera una- Ramas predominantes en el sector, tal como ocurre en el orden nacional con la siderurgia o aluminio, por ejemplo. Esto obliga a dedicar los esfuerzos de URE prácticamente a todas las Ramas en general.

En lo que hace a lo precario de la información operante en la Dirección de Estadísticas del GCBA, podemos adelantar la sugerencia de que el GCBA solicite al INDEC el procesamiento de las encuestas del Censo Económico 1994 estableciendo los consumos energéticos de cada fuente por Rama Industrial de 5 dígitos.

A propósito de lo comentado mas arriba sobre las políticas activas, cabe recordar que actualmente existen dos fondos para investigación y desarrollo e innovación tecnológica: el FONTAR y el FONSID. Además existe una línea de financiamiento para innovación y promoción tecnológica de la CIC.

En el ámbito de la asistencia técnica y capacitación se destaca la existencia del INTI - CIPURE.

Existen una serie de programas que promueven la investigación y los proyectos demostrativos, como ALURE, que todavía no han sido ratificados o rectificados por las nuevas autoridades.

2.3.3 Los Residuos Industriales

En otro orden de cosas, la Unión Industrial de la CBA (UICBA) muestra preocupación por los residuos industriales. Las empresas reciclan in situ aquellos sobrantes de productos que técnica y económicamente les son factibles. De echo, existen residuos industriales que son reciclados para la obtención de materias primas que son utilizadas por terceros. Hace falta una definición de política que le de marco apropiado a esa actividad.

Algunos residuos industriales podrían ser empleados en la elaboración de materiales aptos para ser utilizados en la industria de la construcción. La intervención del GCBA sería decisiva para desarrollar esa actividad.

Las PyMEs, casi siempre "encapsuladas" entre medianeras y con escasas posibilidades de expansión en la ciudad, no pueden encarar el tratamiento en el lugar de generación de sus residuos especiales.

Actualmente gran parte de los residuos industriales compatibles son volcados, con autorización del CEAMSE, conjuntamente con los residuos domiciliarios.

La legislación debería asignar áreas de uso para plantas de tratamiento de residuos industriales de carácter especial. Se debería tener en cuenta la Resolución 601/98 de la Secretaría de Política ambiental de la Pcia. de Bs. As. y el Artículo 28 de la Constitución Provincial. Hace falta integración política de ambas jurisdicciones.

En el territorio de la PBA , desde hace aproximadamente cinco años, están operando con éxito empresas dedicadas al tratamiento de residuos industriales. Entre las técnicas utilizadas pueden mencionarse las siguientes:

- Incineración
- Tratamiento físico químico con reciclado
- Land Farming
- Composting

En resumen, las propuestas de la UICBA sobre este punto serían:

- La industria ciudadana necesita que el PUA defina espacios para el tratamiento de los residuos.
- Esto no basta para una gestión sustentable de los residuos industriales. Habría que Incorporar a los casi 5.000 personas que se ocupan de la recolección y reciclaje de basura de todo tipo en toda la ciudad hacia la gestión sustentable de los residuos industriales.
- Resulta imprescindible que la legislación contemple la necesidad de disponer áreas de uso conforme para la implementación de plantas de tratamiento de residuos industriales de carácter especial.
- Hace falta legislación sobre residuos industriales.
- Hace falta mayor superficie por industria.
- Hace falta integración política de la CBA con la Secretaría de Política Ambiental de la PBA.

2.4 | Posibilidades de Cogeneración

2.4.1 ¿Qué es la Cogeneración?

Se llama "cogeneración" a la producción simultánea e integrada de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica, a partir de una misma fuente de energía primaria. Con esta tecnología se aprovecha la energía de los gases de escape de los motores de combustión interna o la que se disipa en los radiadores. El rendimiento de estos equipos supera sensiblemente a los que se obtendrían mediante procesos de generación independiente de calor y electricidad.

La fuente primaria es generalmente un combustible fósil (petróleo o gas natural) y la potencia de los equipos puede variar entre 10 y 250 MW, según el tamaño del establecimiento donde sean instalados.

La utilización mas frecuente de la cogeneración es en la industria, pero se la utiliza también en el sector servicios, aunque con módulos mas pequeños.

La relación entre calor y electricidad, expresadas en las mismas unidades, se conoce como "Sk o Coeficiente Energético". A cada gama de valores de Sk le corresponde una determinada tecnología de equipos de cogeneración. Los valores medios de la relación Sk que se adecuan a los procesos de diferentes industrias se muestran a continuación, a título de ejemplo:

Rama Industrial	Sk=Calor/Electric	Sistema adecuado
Aceites	3,5	Turbovapor
Frigoríficos	3,2	"
Lácteos	4,1	"
Textiles	2,6	"
Celulosa y Papel	4,6	"
Hierro y Acero	5,6	"

Partiendo del conocimiento del consumo de energía (calórica y eléctrica) por rama industrial, relevados en censos y/o encuestas industriales, se puede calcular el coeficiente Sk de cada rama y, a partir de estos valores se puede seleccionar el equipo que mejor se adapte a esa actividad y así calcular el potencial de energía susceptible de cogeneración en el sector industrial.

En el orden nacional y para el año 2000, de acuerdo a estudios realizados por el IDEE, el potencial físico de cogeneración en la industria sería de 1096 MW, sin considerar la Siderurgia y las Destilerías de petróleo.

Para la Ciudad Autónoma y para el AMBA, la estimación debería basarse en un censo económico o encuesta que sería prudente realizar, no solo para este fin.

De cualquier manera, antes de decidir una inversión en cogeneración corresponde efectuar una evaluación económica, analizando el costo del kWh cogenerado vs. el kWh comprado al servicio público. Con este enfoque el potencial económico de cogeneración, siempre en el orden nacional, se reduciría a 230 MW de potencia y 1724 GWh de energía eléctrica, técnica y económicamente factibles de llevarse a cabo, sin excedentes de energía eléctrica para vender a la red pública.

El ahorro energético en la industria a lograrse con la cogeneración, para que sea adoptado por el sector privado, debe superar diversas barreras que, en parte, ya fueron analizadas en el informe sobre URE que constituyó el primer informe, ya entregado, de este estudio.

Una de las principales barreras analizadas se encuentra en el mismo marco regulatorio, donde la cogeneración lejos de ser estimulada con la obligación de compra por el MEM de la electricidad que excede los requerimientos propios del establecimiento -como se practica en otros países- es prácticamente castigada con condicionantes reglamentarios.

Si existiera una acción positiva por parte del Estado para promover este tipo de tecnologías, como por ejemplo el cambio de los aspectos mencionados en el marco regulatorio y la obligatoriedad de compra de la electricidad excedente por parte del MEM, se podría estimar un potencial económico cercano al del potencial físico. Los valores estimados para el año 2010 -siguiendo el estudio del IDEE- y partiendo de una potencia instalada en el año base de 307 MW, serían de 1400 MW de potencia y 10000 GWh de energía.

Cabe señalar que la medida mencionada permitiría generar toda la electricidad factible de cogeneración y no estrictamente la que necesita el establecimiento, con aumento de los rendimientos y del beneficio económico.

2.4.2 Los alcances de la Cogeneración en los distintos sectores

Es fácil advertir que, si bien los ahorros de energía primaria en la generación de electricidad son una de las formas de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, el beneficio económico directo a obtenerse con la cogeneración en la industria sería para el sector privado.

De la misma forma, la adopción de sistemas de cogeneración en el sector público brindaría beneficios económicos directos para el Estado, además de los beneficios para el medio ambiente por la mitigación de los GEI.

Entre otros, los hospitales públicos constituyen un rubro donde ya se analizó la factibilidad de implementar tecnologías de cogeneración, donde el ahorro a obtenerse favorecería directamente al tesoro del Gobierno de la Ciudad.

La Secretaría de Energía, con el concurso de los Institutos IDAE e ICAEN, de España, realizó estudios de prefactibilidad en diez hospitales de la Ciudad de Buenos Aires. En estos establecimientos se podrían obtener ahorros de energía superiores al 30%. Así también, en el Hospital Zonal de San Carlos de Bariloche, funciona desde 1995 un equipo de cogeneración instalado por la SE en el marco del convenio con la Comisión de la Unión Europea, con resultados mas que satisfactorios.

Como política activa, el GCBA actuando solo o en acuerdo con la Secretaría de Energía, podría favorecer la creación de empresas consultoras (en el orden privado), dedicadas a estudiar las medidas para aumentar la eficiencia energética en el sector industrial y también en los servicios, que actúan en otros países financiando la instalación de equipos de cogeneración a cobrar con los ahorros que se logren en la empresa.

2.5 | Políticas de URE en Alumbrado Público

Generalidades

Nota: Esta sección será completada en la segunda etapa del proyecto, cuando se disponga de la información sobre el alumbrado publico solicitada al Gobierno de la Ciudad. A partir de una descripción exacta de la situación actual del Alumbrado Público en la Ciudad de Buenos Aires, se desarrollarán las posibilidades de un uso mas racional de la energía destinada a tal fin.

Como es sabido, el GCBA es responsable del servicio de alumbrado público de la Ciudad. El mismo se presta bajo la figura jurídica de la concesión en cuatro zonas de la ciudad y en forma directa en una quinta zona de la misma. El costo del AP es alto y sería altamente deseable establecer en que aspectos del servicio se puede incidir a efectos de mejorar la factura y aumentar la calidad del servicio. En esta sección del informe se encaran ambos aspectos del problema.

En la actualidad se dispone de equipos con mayor rendimiento y menor consumo de energía; esto incluye a las luminarias, los equipos complementarios y los sistemas de montaje. Pero no hay que perder de vista que la optimización energética del alumbrado público se completa con la aplicación de una adecuada metodología de mantenimiento y reconversión del sistema.

La reducción del consumo de energía en el AP es también un buen negocio para las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, ya que con la disminución de la demanda pueden posponer inversiones en ampliaciones de la potencia instalada y redes de distribución. En consecuencia, no sería descabellado pretender que esas empresas contribuyan al financiamiento del cambio de luminarias.

Dependiendo de las características técnicas de la red de distribución, pueden instalarse equipos de monitorización que permiten regular el encendido y apagado de la instalación y registrar sus datos de funcionamiento. Existen, también, sistemas reguladores de flujo que permiten disminuir el consumo durante las horas nocturnas de baja actividad.

2.6 | Políticas de URE en la Edificación

2.6.1 Introducción

En la actualidad, muchos políticos, técnicos y ciudadanos opinan que la energía es una cuestión en la que las administración del Gobierno de la Ciudad tienen poco que ver, excepto en lo que concierne al consumo en sus propias dependencias o en los espacios públicos. En el caso de los residuos y el ruido producidos por los ciudadanos son cuestiones en las que las administración tiene competencia, ¿por qué no la debe tener sobre el consumo de energía, que produce también una serie de efectos negativos tanto desde el punto de vista económico (participación de la factura energética en el gasto total, necesidad de inversiones, etc.), como y físico- ambiental (por ejemplo utilización de recursos producidos en otras áreas del país, con impactos en su lugar de origen y a nivel local, en la ciudad)

En el ámbito de la Ciudad, dentro de las construcciones destinadas a vivienda, uso comercial o industrial, se consume más del 80% de la energía total. Este consumo está asociado al tipo de construcción, a los materiales utilizados, a la orientación geográfica, y a otros factores. Todos ellos no están exclusivamente vinculados al costo constructivo. La ausencia de una normativa específica o de señales conscientes (no formales) de la autoridad de incumbencia hacia el uso racional de la energía, son factores determinantes de la conducta constructiva local.

En esta sección se introduce primero una serie de consideraciones generales sobre la temática de los consumos energéticos en la edificación.

Los aspectos introductorios presentados en el punto anterior intentan brindar un espectro de elementos a considerar desde la autoridad competente en el momento de decidir la introducción de la problemática ambiental-energética en la edificación.

Conscientes de su extensión se tratará en este ítem de proponer herramientas de diversa índole, que permitan a la autoridad considerar e incluir paulatinamente la temática del uso racional de la energía en la edificación.

En ese sentido se presenta la necesidad del estudio climático de la ciudad y en particular del ámbito de la obra a realizarse a fin de determinar potenciales ahorros energéticos con el solo aprovechamiento del medio natural. Se recogen experiencias internacionales con interesantes resultados.

Finalmente se presenta una propuesta de certificaciones de edificios la cual podrá ser considerada para aplicar como una normativa obligatoria, o como consideraciones que la autoridad competente le propone al futuro constructor.

2.6.2 Consideraciones Generales

La arquitectura/ingeniería ecológicamente consciente o sustentable [59], no es tanto el resultado de una aplicación de tecnologías especiales. Es el sostenimiento de una lógica, dirigida hacia la adecuación y utilización positiva de las condiciones medioambientales, durante el proceso del proyecto, la obra, la vida del edificio y la utilización por sus habitantes; sin perder, en absoluto, ninguna del resto de las implicancias: constructivas, funcionales, estéticas, etc., presentes en la buena construcción.
En general, la edificación se ha desarrollado sin tener como uno de sus conceptos radicales la integración medioambiental. Sin embargo, las condiciones del medio natural le influyen básicamente, y la posibilidad de aprovechar, hacer caso omiso o destruir, las capacidades que el mismo proporciona depende de la voluntad de la sociedad que la vive (incluyendo las autoridades), y de los profesionales que la construyen.

Por otro lado hay una tendencia a la aparición de propuestas que ofertan "casas ecológicas", con una intención de solución universal aunque con una adecuación medioambiental de la arquitectura. Los distintos climas, la variedad de materiales que la naturaleza tiene en cada zona, las diversas condiciones geográficas, las distintas culturas del habitar, marcan orientaciones hacia soluciones particulares que habrá que estudiar y desarrollar para cada opción concreta.

Si hay algo claro como conclusión en el campo del edilicio, es su especificidad para cada caso, para cada lugar, para cada ambiente.

Todo esto no quiere decir que no puedan aprovecharse metodologías de análisis y de propuestas de experiencias anteriores o similares que permitan sistematizar una base de partida y descubrir factores fundamentales a tener en cuenta [60], aunque el equilibrio y la jerarquía de decisiones varíe luego específicamente para cada situación incorporando datos particulares que pueden ser determinantes en el diseño. No deben dejar de considerarse y aprovecharse los avances tecnológicos, pero no sin antes valorarlos dentro de cada contexto y de analizar su adecuación o inadecuación a las condiciones y necesidades reales y las consecuencias de su implantación desde una perspectiva global, local y lógica.

Para determinar la incidencia de la construcción en los consumos energéticos y más aún en sus impactos ambientales hoy, se debe de analizar por entero el proceso que engloba la edificación.

En general al hablar de vivienda, se valora la consciencia energética de los edificios en función solamente del gasto o ahorro energético en la climatización e iluminación durante su uso, así como la contaminación que produce en su entorno inmediato.

Las relaciones entre edificación y medio ambiente son mucho más extensas y complejas. Si se analiza la actividad entera que implica una construcción (sobre todo si es de magnitud significativa), se deberá valorar su incidencia medioambiental en todo el proceso y no sólo a nivel del ámbito local. Por ejemplo deberán considerarse los siguientes aspectos [61]:

- Extracción de rocas, minerales y materiales de todo tipo.
- Gastos energéticos y procedimientos para la fabricación de elementos constructivos.
- Gastos energéticos y procedimientos para la fabricación de sistemas y equipos de instalaciones.
- Transportes de materiales, elementos y equipos.
- Puesta en obra, medios y maquinaria.

59 "Arquitectura integrada en el medio ambiente". Margarita de Luxán García de Diego.

60 Se considera que en el caso del Area Metropolitana existe un antecedente importante, cuya utilización enriquecería cualquier inicio de política en la edificación local. Nos referimos al "Catálogo de tipologías de viviendas urbanas en AMBA, su funcionamiento energético y bioclimático"de E.Rosenfeld y Jczajkowski., La Plata 1992.

61 Margarita de Luxán García de Diego. Op. Cit.

- Gastos energéticos en climatización e iluminación.
- Mantenimiento y uso de: agua, residuos y vertidos.
- Reutilización y procedimientos para cambios de uso (viviendas recicladas).
- Derribo y derivaciones del abandono de las edificaciones.

Si se relaciona cada una de estas fases con los principales problemas medioambientales actuales, se descubre que existe una vasta extensión de las repercusiones derivadas de la construcción.

En el cuadro siguiente se presentan las posibles vinculaciones entre actividades/impactos asociados a la edificación:

	Rocas Industriales Minerales Materiales	Fabri. elementos construc.	Fabric. sistemas, equipo, instala	Transport a obra	Construc. Puesta en obra	Gasto energético climátiz.	Gasto energético ilumin.	Manten. agua usos varios	Reutiliz. cambio de uso	Derribo. Abandono
Mundiales:										
Cambio Climático efecto invernadero		*	*	*	*	*	*		*	*
Agotamiento del ozono		*	*			*	*	*		
Deforestación	*	*			*					
Pérdida de biodiversidad	*									
Contaminación mares		*	*	*				*	*	
Gasto recursos no renovables	*	*	*	*	*	*	*			
Locales										
Contaminación atmosférica	*	*	*	*	*	*	*			
Contaminación aguas continentales	*	*	*			*	*	*	*	
Deterioro del mar y costas		*	*	*		*	*	*	*	
Residuos tóxicos		*	*		*	*	*	*	*	*
Riesgos industriales		*	*		*	*	*			
Erosión y desertización	*			*	*	*	*			*
Abuso de recursos renovables						*	*	*	*	
Ocupación suelo con vertidos		*			*	*	*	*	*	*

Puede observarse que desde el campo de la construcción podrían corregirse muchos de estos problemas, ya que dicha actividad está vinculada a la revisión de procesos en los campos de la minería, tecnología en la prospectiva de hidrocarburos, política de explotación de recursos no renovables, utilización de recursos renovables, tratamientos de residuos, procesos productivos industriales, etc., y otros se encuentran indisolublemente ligados a replanteamientos urbanísticos y sociales, pero no por ello han de olvidarse al hacer las valoraciones globales de la edificación desde lo sostenible o medioambiental.

El cuadro presentado, aunque a título introductorio, permite iniciar un análisis para saber en las direcciones en las que hay que avanzar tanto en investigación como en soluciones aplicadas, para mejorar las propuestas constructivas integradas en el medio ambiente.

La consideración de los impactos de la edificación debe darse en todas las escalas en las que debería decidirse una construcción edilicia:

- Ordenamiento del territorio
- Planificación urbanística
- Normativa y diseño urbano
- Composición de los edificios
- Diseño de elementos y sistemas para la edificación
- Programas de uso y mantenimiento

Ajustando las propuestas a las capacidades de los lugares, yendo de los niveles más amplios a los menores, cada escalón bien resuelto implica mejores posibilidades para las actuaciones del

escalón siguiente. Por ejemplo: si en un lugar como Buenos Aires, se ubica un conglomerado habitacional sin considerar la llegada del sol durante el invierno, en el nivel urbano ya no se podrá resolver la posibilidad de aprovechamiento de energía solar directa; tampoco la edificación tendrá capacidad de usar ese tipo de energía (pasiva o activa), y sólo quedará la opción de minimizar los problemas procurando conseguir ahorros en el gasto de otras alternativas más contaminantes. Esto seguramente, aumentará el consumo global en energía y materiales para la fabricación de los sistemas de calefacción y aislamientos.
Otro aspecto a considerar son los problemas derivados de la implantación e importación indiscriminada de modas, tecnologías o normativas que pueden ser lógicas en unos climas y condiciones en donde se han creado, pero son contraproducentes en otros, al encontrarse en situaciones prácticamente contrarias. Las fuertes presiones del mercado y la publicidad en el campo de climatización de edificios, que tanto se identifica socialmente con la calidad de vida, marcan en estos momentos direcciones de desarrollo asociadas con el fin de vender sus stocks de equipos, y de amortizar las inversiones en fábricas y redes de infraestructuras. Así mismo, las ventajas de fabricar con economías de escala, la economía en origen de soluciones únicas para el mercado mundial y su extensión con fuertes campañas de propaganda, está acabando con la cultura de las adecuaciones climáticas locales. En muchos casos esto actúa en detrimento de sistemas a veces muy sencillos, pasivos y de bajo costo, pero que quizá en estos momentos no tienen un reconocimiento social como exponentes de nivel de calidad y status, pero que logran altos grados de confort con consumos mínimos o nulos.

2.6.3 Diagnóstico climático

Continuamente se comparan los niveles de gasto energético en el alojamiento en la Ciudad de Buenos Aires con los de otras ciudades de otros países mas desarrollados. En muchos casos se plantea que se consume poco relativamente. Se ha oído entonces decir que hay que aumentar el gasto hasta igualarnos; pero si se hace un análisis comparativo, y se plantean criterios de sostenibilidad no quedan tan claras estas afirmaciones.

En el caso de distintas condiciones, se podría suponer a priori que tal vez exista una contribución solar en los edificios respecto a la capacidad calorífica necesaria medida en porcentaje, sea de un porcentaje superior a las de las otras.

Se plantea aquí la necesidad de considerar y comparar la configuración geográfica y climática de la Ciudad y de la de las otras ciudades.

A fin de ejemplificar estos aspectos se presentan aquí los resultados de un estudio comparativo entre las condiciones climáticas medias de España y las de países de la Europa más fría. La intención es recoger la experiencia positiva de otros países y adaptarla (en tiempo y forma) a las reales posibilidades de la Ciudad de Buenos Aires.

En el trabajo se indica que en las edificaciones de Europa del Norte se deben hacer gastos que representan entre el 80 y el 70% de los gastos totales en consumo de energías no solares, es decir en combustibles no renovables y contaminantes, es lógico que la inmensa mayoría de su esfuerzo se dirija, preferentemente al ahorro de energía convencional, buscando en la construcción soluciones con un alto grado de aislamiento y poca inercia térmica; lo que inmediatamente se refleja en investigación y normativas consecuentes.

En el caso de España y el del resto del Sur de Europa, la tendencia y las recomendaciones se orientan a conseguir, mediante adecuadas normas de edificación, que la energía solar aporte entre un 60 y 70 % del total de los requerimientos energéticos. Se considera que este es un porcentaje al se puede llegar, según las valoraciones realizadas por el Instituto de Energías Renovables, a través del proyecto Monitor de la Comunidad Europea, que ha permitido medir el comportamiento de edificios construidos en España con planteamientos de aprovechamiento solar, y que llegan en algunos casos hasta ahorros energéticos del 87 por 100 sobre edificios convencionales.

El siguiente cuadro ilustra sobre las diversidades climáticas y las magnitudes del recurso solar.

CONDICIONES MEDIAS ESPAÑOLAS		CONDICIONES MEDIAS EUROPEAS 50. LN	
Temperatura media anual	14. C	Temperatura media anual	9. C
Temperatura media Enero	7. C	Temperatura media Enero	2. C
Temperatura media Julio	23. C	Temperatura media Julio	17. C
Horas de recorrido solar en diciembre	9 H.	Horas de recorrido solar en diciembre	7 H.
Radiación media global diaria anual	4,4 KWh/m2	Radiación media global diaria anual	2,7 KWh/m2
Radiación media global diaria Enero	2,0 KWh/m2	Radiación media global diaria enero	0,6 KWh/m2
Radiación media global diaria Julio	7,2 KWh/m2	Radiación media global diaria julio	5,0 KWh/m2

Fuente: Atlas Climático de España, Instituto Nacional de Meteorología. Comisión de la Comunidad Europea

Con la búsqueda de estrategias de climatización, se ha realizado un estudio con los datos climáticos de todas las capitales de provincia españolas (como ejemplos de todo el territorio). Del mismo se recogen las siguientes observaciones:

- En el mes más frío del invierno, enero en casi toda España, los edificios en el 50 % de las ciudades españolas se podrían calefaccionar suficientemente con energía solar activa y pasiva durante todo el día; el restante 50 % necesitaría calefacción convencional, durante la noche sobre todo, ya que en las horas medias del día podría resolverlas con aportes solares.
- En un mes medio de invierno, en unas zonas es más frío noviembre y en otras marzo, el 90 % de las capitales españolas se podrían calefaccionar hasta alcanzar condiciones de confort durante todo el día con aportes solares con sistemas pasivos y activos; y en el 80 % bastaría con soluciones pasivas durante las horas centrales del día.
  Con unas condiciones de contorno adecuadas y según los datos climáticos de partida, se podrían minimizar radicalmente los aportes de calefacción con energías convencionales.
- En los meses más calientes, julio en el interior y agosto en la costa, se podría entrar en condiciones de confort en las edificaciones por medio de ventilación en las zonas más húmedas, el 26 % de las capitales; en otro 56 % se conseguiría si los edificios tuvieran alta masa térmica que fuera capaz de mantener, en el interior de los edificios, las temperaturas nocturnas durante el día, aprovechando la oscilación de temperaturas media diaria entre las máximas de las horas del mediodía y las mínimas nocturnas, que en estos meses llega a ser de 16.C. a 23.C. en las zonas interiores de la península.

Este relevamiento indica que en muy pocas CIUDAD es españolas se necesitaría consumir energía en aire acondicionado con unas buenas condiciones de masa e inercia térmica en las construcciones.

España tiene una Norma Básica de Edificación, que regula las condiciones térmicas en los edificios. La misma se encuentra vigente desde 1.979, (NBE-CT-79), es única a nivel estatal, y se orienta fundamentalmente a evitar las pérdidas de calefacción exigiendo el aislamiento de los edificios según zonas y tipos de energía convencionales. No tiene en cuenta la posibilidad de aportes o ganancias solares. Esta normativa ha sido enriquecida, y ajustada con mayores adecuaciones climáticas, encontrándose en periodo de revisión. Esta normativa aún no ha sido considerada en la Ciudad de Buenos Aires.

Esta normativa, referida solo a pérdidas y gastos en calefacción, y la aplicación indiscriminada de sistemas derivados de climas fríos, ha orientado la construcción hacia modelos con un grado de aislamiento cada vez más alto pero con poca inercia térmica, abandonando otros tipos de cons-trucción anteriormente habituales, lo que está abocando, cada vez más, a problemas de sobrecalentamiento.

Según datos del Ministerio de Industria (España), la venta y uso de aparatos de aire acondicionado hacen que se desplacen al verano los momentos de mayor demanda de electricidad que tradicionalmente se presentaban durante el invierno, agravando el consumo de energías contaminantes, en general innecesario si se planteasen unas buenas condiciones pasivas de refrigeración natural.

Esta situación es aplicable a la Ciudad de Buenos Aires. Efectivamente, los aparatos de aire acondicionado, sin normativas urbanísticas específicas que los regulen en su relación con las calles, van convirtiendo a la Ciudad (en especial en el Microcentro) en intransitable para los peatones en las horas de calor, ya que no se puede olvidar que la mayoría de estos aparatos, por cada frigoría (-1 Kcal.) que consiguen para el interior, vuelcan al exterior 1,43 Kcal.

Como conclusión, debe decirse que todo esto no quiere decir que se deban abandonar las mejoras en los aislamientos o el ahorro energético convencional. Lo que se propone aquí es que se debe considerar y recomendar al constructor, la realización de edificaciones con capacidades de adecuaciones solares y de refrigeración por aprovechamiento de condiciones naturales, aún considerando la escasa disponibilidad de terreno y de acuerdo a la Tipología edilicia en la que se definen solamente edificios: entre medianeras, de perímetro semilibre y de perímetro libre. Se estima que el aprovechamiento de la luz solar y las consideraciones climáticas, puede ser aún más eficaz e importante, dadas las características climáticas locales.

2.6.4 Certificados de calidad en edificación

Se propone[62] aquí la instrumentación de Certificados de Calidad en Edificios, los cuales podría constituirse en instrumentos de gran utilidad para la promoción y difusión del Uso Eficiente de la Energía.

El Objetivo consiste en generar:

- Una normativa preliminar para el diseño y la construcción de Edificios o Casas que promuevan el uso eficiente de la energía, en la climatización, la iluminación en espacios comunes, el bombeo y distribución de agua, la mejor utilización del gas y la clasificación de residuos. También se debería incluir un listado de los materiales recomendados por el menor consumo energético e impacto ambiental en su fabricación.
- La creación de Organos que posibiliten orientar y aplicar la nueva normativa, con políticas basadas en criterios modernos y antecedentes reconocidos en otros Países. Estas entidades pueden ser privadas o mixtas, sin percepción de recursos fiscales y homologadas por determinados poderes públicos.

Se propone obtener las ventajas siguientes:

- Reducción del costo operativo de las viviendas
- Generar un racional consumo de energía con la consecuente incidencia sobre el ambiente
- Disminuir las inversiones necesarias en el sector energía (disminución de la tarifa a usuario final)
- Orientar un mejor uso del gas, del agua y de las energías primarias
- Trasladar al propietario una parte de la renta por los residuos clasificados
- Creación de nuevos puestos de trabajo, por medio de los órganos de orientación y aplicación del sistema.

62 Esta propuesta a sido realizada conjuntamente con el Instituto de Estudios del Habitat (IDEHAB de la Facultad de Arquitectura de La Plata)

Antecedentes

Entre las normativas existentes en otros Países que otorgan el ejemplo de experiencias exitosas, pueden mencionarse a las HERS HOME ENERGY RATING SYSTEM y las ASHRAE 90 en USA, la FLAK en Suecia y la R.2000 en Canadá. Entre las entidades u órganos que se dedican a orientar y supervisar la eficiencia de los servicios para la construcción se pueden citar el caso de DOWNEY SAVING, GMAC MORTGAGE, FANNIE MAE, FREDDIE MAC, etc.

Distintas Modalidades

Existen varias maneras de promover decisiones racionales en la construcción de edificios y en la compra de los mismos:

- Normas técnicas para la construcción que pueden ser obligatorias o voluntarias, especiales para la materia energética o para los demás servicios.
- Sistemas de puntaje o clasificación de los edificios y casas para que el futuro comprador pueda tomar decisiones informadas.
- El uso de un sistema de calificación por parte de Entidades Especializadas o de los mismos bancos al otorgar los préstamos hipotecarios (Las Sociedades de Clasificación constituyen una fuente de trabajo y desarrollo técnico. Ejemplo en otras áreas: Bureau Veritas, Lloyd Register, American Bureau, etc.).

En distintos Países de utilizan combinaciones de estas alternativas. En USA las normas ASHRAE 90 de la Asociación Norteamericana de Ingenieros en calefacción, refrigeración y aire acondicionado definen normas de construcción cuyo cumplimiento es voluntario. Algunas empresas eléctricas y de gas promueven viviendas eficientes a través de un sistema de etiquetado de aquellas que cumplen cierta normativa energética.

Diferentes estados norteamericanos utilizan sistemas de puntaje para calificar el consumo de energía en viviendas con el fin de proveer mejor información para la toma de decisiones. En algunos casos, las normas son obligatorias para determinado tipo de viviendas, tal el caso de aquellas de interés social. En su forma más genérica estos programas se conocen como HERS (Sistema de Puntaje para la energía residencial). Los programas HERS se han desarrollado con éxito en los últimos 15 años.

Tradicionalmente, las empresas inmobiliarias y los bancos en los USA evaluaban potenciales préstamos comparando el ingreso mensual con la suma de erogaciones para el reintegro de CAPITAL e intereses, impuestos y seguros (denominados PITIS: principal, interest, taxes and insurance). Desde hace unos 20 años se ha modificado ese procedimiento, agregando los gastos por consumo de energía y se han capacitado agentes inmobiliarios al respecto.

En Suecia y Canadá también existen normas de construcción cuyo cumplimiento está asociado al otorgamiento de ciertos créditos. Hay otros países que realizan la misma experiencia. Lawrence Berkeley Laboratory tienen recopilación de la experiencia internacional de normas.

La experiencia en el desarrollo de Normas Técnicas en distintos países conduce a iniciar la misma en los edificios multifamiliares, en los siguientes usos:

- la climatización (calefacción y aire acondicionado),
- la iluminación en espacios comunes,
- el bombeo y distribución de aguas (desregulado desde Aguas Ar,
- las aplicaciones de gas natural y
- la cultura de la clasificación de residuos.

En la construcción, a los fines de la climatización debe tenerse en cuenta la envoltura (o el abrigo) del edificio (paredes aisladas, ventanas, techo, piso, y cerramientos, etc.), la distribución de calor y frío y el rendimiento de los equipos de calefacción y aire acondicionado, sean centralizados o instalados en las unidades de vivienda.

Se propone, sobre la base de la experiencia exitosa en otros países, los medios necesarios para el estímulo, el aliento o la promoción de órganos que desarrollen la aplicación del sistema. Estos órganos, antes de poder actuar deberán ser homologados explícitamente por el área de gobierno designada al efecto.

Se proponen las siguientes acciones:

- caracterización de Edificios;
- tipificación de las viviendas, especialmente las financiadas por los nuevos sistemas de financiamiento;
- estudio del funcionamiento de los sistemas de servicios por tipo;
- identificación de los sistemas con las alternativas de ahorro y sus costos;
- cuantificación del potencial de ahorro (técnico, económico, financiero);
- Recopilación y análisis de las normas y procedimientos existentes a nivel nacional para todo tipo de viviendas multifamiliares;
- Procedimiento actual para la evaluación de prestamos hipotecarios;
- Normas internacionales, especialmente las de los HERS de los USA y otras de Canadá y Europa;
- metodología de análisis de edificios en construcción (auditorias);
- aprobación de planos para caracterizar un diseño térmico adecuado;
- observaciones en edificios en construcción. Tipificar controles;
- Evaluación económica de alternativa para el Uso Eficiente de Electricidad, gas, agua.
- Clasificación de basura en los edificios multifamiliares;
- Estudio de los procedimientos para estimular o promover la creación de Organos que asuman el otorgamiento de certificados de eficiencia energética y de otros servicios;
- Propuesta de criterios para su homologación.

2.7 | Políticas de URE en Edificios Públicos

2.7.1 Introducción

Desde la implementación de las reformas energéticas en el período 1990-1993, el Estado Nacional y en particular el de la Ciudad de Buenos Aires, han ido abandonando su rol empresario en el sector, manteniendo una débil función subsidiaria y una, aun precaria, función de regulación frente a los consorcios privados actuantes, en algunos casos muy concentrados.

En este marco de situación, casi no se ha discutido la estrategia a adoptar por el Gobierno de la Ciudad en lo que se refiere a su rol de usuario de la energía. No cabe duda acerca de la significación de la participación del Estado en los consumos finales de energía bajo diferentes modalidades institucionales. También es clara la relevancia de la factura energética del sector público dentro del presupuesto de las diferentes jurisdicciones.

A título de ejemplo y de acuerdo al Diagnóstico Eléctrico desarrollado en el punto cuatro del primer capítulo, al sector oficial le corresponden los consumos de los organismos públicos y representa en el ámbito de las distribuidoras de electricidad (CBA y GBA) casi el 7% (1450 GWh) de la facturación total, correspondiendo a la Ciudad el 39% de ese valor. Se ha estimado que la facturación anual del Gobierno de la Ciudad en estos edificios asciende a cerca de 35 millones de pesos (sólo electricidad).

Sin embargo, este "gran usuario" no ha modificado (por ahora) su situación de contratación de las compras de energía, a pesar de los importantes cambios implementados en las esfera de la oferta. En este campo el Gobierno de la Ciudad ha iniciado acciones de dimensionamiento de potenciales [63] ahorros monetarios mediante el mejoramiento de las condiciones de sus compras de energía eléctrica a las empresas concesionarias y/o acceso directo al Mercado Eléctrico Mayorista (como Gran Usuario). Los primeros resultados del estudio, arrojaron, sobre 180 puntos de suministro (usuarios), un potencial ahorro del 10% del gasto anual.

A pesar de las dificultades presupuestarias que el Estado enfrenta en sus diferentes jurisdicciones, son muy escasos los esfuerzos realizados para promover un uso mas eficiente de la energía en las dependencias oficiales. Es conocido que el ahorro de energía, además de aligerar el gasto público, contribuye a atenuar el impacto sobre el medio ambiente. Sería sin duda un gesto de austeridad y de cuidado del medio ambiente que el Estado pueda mostrarse como ejemplo positivo a la población.

Además de los aspectos puramente económicos hay que tomar en cuenta que las medidas de URE tienen también consecuencias importantes con relación a los aspectos ambientales, que habrán de imponer restricciones crecientes al desenvolvimiento de las actividades productivas. El ahorro y el mejor uso de la energía implican una disminución del impacto sobre el ambiente local y global y de la presión sobre los recursos energéticos agotables.

63 Auditoría del Suministro de Energía Eléctrica del Gobierno de la Ciudad. Facultad de Ingeniería, UBA -Subsecretaría de Gestión y Administración Financiera del GCBA. Octubre 1999.

Estos aspectos deberían también haber formado parte de las reformas, incorporando algunos principios pertinentes en la normativa regulatoria. En vista de que ello no ha ocurrido, parece pertinente remediar ese hecho, ya sea modificando algunos aspectos de esa normativa o, al menos aprovechar las posibilidades de la vigente para diseñar algunas estrategias tendientes a negociar las compras de energía en condiciones de costo más favorables y, además, impulsar programas de uso eficiente de la energía en el sector público.

La concreción de este tipo de acciones reconocen horizontes de diferente longitud temporal: la implementación de medidas de uso racional de la energía es un proceso de mediano -largo plazo, mientras que la mejora en las condiciones de contratación de la compra de la energía podría lograrse, al menos parcialmente en un plazo más corto.

2.7.2 Mejora en las condiciones de contratación

En el marco de esta idea de propuesta se pretende analizar las acciones que podrían implementarse en el plano de los consumos eléctricos, aprovechando la proximidad de las revisiones tarifarias que el Ente Nacional de Regulación de Electricidad va a implementar con relación a las concesiones de las distribuidoras Edenor y Edesur, para situar la discusión del tema y clarificar así las oportunidades que ofrece la normativa vigente y/o las modificaciones necesarias para situar al Gobierno de la Ciudad en mejores condiciones de costo para la factura eléctrica.

Este estudio se propone:

1) Examinar las características esenciales de los consumos energéticos del sector público, poniendo especial énfasis en los correspondientes a las áreas de concesión de Edenor, Edesur y Metrogas, a fin de poner en evidencia la significación (sin duda relevante) de la magnitud de los consumos y de la factura eléctrica y de gas. El estudio, cuyos resultados han sido mencionados, serviría como punto inicial.

2) Analizar las posibilidades de mejora de las condiciones de contratación de las compras de energía eléctrica, bajo las diferentes modalidades de consumo, y proponer las estrategias de acción que parezcan más viables para el objetivo de reducir la factura eléctrica.

2.7.3 Medidas de URE y Uso de Fuentes Renovables

Como se anticipara, la aplicación de medidas de URE o la implementación de abastecimientos mediante nuevas fuentes de energía en el sector público, requiere del desarrollo de estudios mas profundos que los correspondientes a las modalidades de contratación actuales.

Se plantea aquí la identificación de variables y construcción de indicadores que relacionen diferentes aspectos (sociales, ambientales y económicos), basados en estudios de los usos actuales, comportamientos del sector público, análisis de las políticas energéticas e impacto en la micro y macroeconomía de la Ciudad.

Se propone cumplimentar los objetivos planteados mediante el desarrollo de los siguientes estudios:

- Dimensionamiento y caracterización de los edificios del sector en estudio;
- Definición de muestras representativas de los edificios en estudio;
- Elaboración de Indicadores;
- Estimación de Potenciales Técnico-Económicos de Ahorro Energético.
- Conclusiones y propuestas.

Para el dimensionamiento y caracterización del consumo energético en el parque edilicio metropolitano se deben examinar: 1. las modalidades de cada tipo de consumo (idea aproximada de curva de carga diaria), la magnitud de tales consumos por punto de medición y la ubicación de los puntos más relevantes; 2. por otro lado se pueden realizar auditorias energéticas (mínimas mediciones) que pueden ser representativas de un amplio universo a partir del análisis tipológico para el sector edilicio.

Se propone modular la construcción de módulos edilicios energéticos (unidades tipológicas diferenciales), cuyas características funcionales (requerimientos energéticos) los caractericen. El universo del catálogo tipológico resultante será validado contrastándolo con la integral de los consumos registrados y estimados por las empresas energéticas operantes en la Ciudad.

Con esa información se pueden construir indicadores representativos que relacionen los aspectos técnicos, sociales, ambientales, económicos, etc. del sector. Los consumos específicos por tipos se realizan mediante auditorías energéticas globales y detalladas de la muestra tipológica. Se proponen indicadores optimizados que incluyen mejoramientos energéticos aceptables para cada tipología. De esta manera se podrá profundizar en el conocimiento de las variables que intervienen en la conservación de los recursos y su uso sostenible.

Desde el punto de vista tecnológico -entendiendo tecnología como el conjunto de técnicas y formas organizacionales- se propone encontrar herramientas que posibiliten a los decisores formular políticas y adoptar decisiones.

Para la Estimación de Potenciales Técnico-Económicos de Ahorro Energético, se propone realizar las siguientes etapas:

a Análisis de las tecnologías: Se realizará una descripción de las principales tecnologías que se presentan en el mercado que permitan generar ahorros energéticos en los ámbitos en estudio.

b Determinación del potencial técnico-económico de ahorro energético: Los diagnósticos precedentes permitirán detectar posibles irracionalidades en los consumos energéticos. Con el conocimiento de las tecnologías presentadas precedentemente clasificadas según diferentes niveles de inversión, se podrá cuantificar el ahorro potencial energético asociado a cada uno. Se proponen tres niveles de inversión:

I Mínima Inversión, como por ejemplo aislamientos o cambios de lámparas [64];

II inversión media, equipamientos [65]; y

III gran Inversión (medidas a futuro en construcciones nuevas).

El estudio del potencial del ahorro se realizará contrastando el impacto de la introducción de medidas de ahorro con técnicas de análisis económico de recuperación de la inversión y similares.

Finalmente se propone la difusión de los potenciales ahorros en los ámbitos correspondientes y la implementación de medidas de premio para las reparticiones que los logren concretar.

64 El reemplazo de las lámparas tradicionales por sistemas de iluminación altamente eficientes, de última tecnología, permite ahorros de hasta un 50% de energía eléctrica en iluminación.
Se puede ilustrar lo afirmado con el siguiente ejemplo, extraído de una propuesta Retrofit Philips

Instalación Existente	Nuevos Equipos	Ahorro de Energía
Un artefacto de 4 tubos	Uno reciclado a dos tubos por medio de un reflector de alto rendimiento	
4 tubos convencionales luz día de 40 W c/u, bajo rendimiento y mediocre reproducción del color, TL 40 W/54	2 tubos Súperlujo tropical, 36 W, alto rendimiento y excelente reproducción del color, TLD 36 W/83	64%
4 reactancias convencionales	1 balastro electrónico de bajo consumo	
1 lámpara incandescente de 75 W	1 LCBA PLC 15 W	80%

65 Tomando como ejemplo de Ahorro Energético, lo aplicado por la Oficina de Sustentabilidad del Ayuntamiento de Barcelona, allí se decidió la incorporación de equipos de abastecimiento energético a base energías alternativas, como por ej mediante el aprovechamiento de la energía solar para la obtención de agua caliente sanitaria en todos los edificios municipales: policía, bomberos, cárcel, hospitales, escuelas, complejos deportivos (si hace falta agua caliente para algún proceso, duchas para el personal, etc.) y cualquier otro que comporte la existencia de comedores, cocinas o lavaderos colectivos. La Ordenanza establece que con la solicitud de la licencia de obras y/o actividades, deberá acompañar el proyecto básico de la instalación, con los cálculos analíticos necesarios para justificar el cumplimiento de la misma.

2.8 | Políticas de URE en la Generación de Electricidad

La Ciudad de Buenos Aires, por ahora es neta importadora de la energía que necesita para abastecer la demanda de energía eléctrica. Para cubrir esa demanda, depende totalmente del sistema interconectado nacional - MEM - aunque importantes centrales eléctricas (2304MW y 7720 GWh) están localizadas en la Ciudad de Buenos Aires.

Dado ese carácter importador de la Ciudad, no puede mantenerse al margen de las decisiones futuras que se adopten en el abastecimiento fuera de su territorio y de la racionalidad de esas decisiones. Efectivamente, la regulación tarifaria, considera los precios marginales del mercado (estabilizados) mayorista como los que se transferirán a las tarifas de los usuarios finales (a partir de la revisión tarifaria del 2002). Las características del equipamiento generador: tecnología, eficiencia, tipo de combustible, precio del combustible, etc. son factores que influirán directamente en los precios finales a pagar. Las decisiones en intercambios internacionales de electricidad también generan impactos en el mercado local. De hecho se estima que en los próximos meses comenzará la exportación de 1000 MW a Brasil, los precios mayoristas treparán, según simulaciones de CAMMESA, casi un 25 % con respecto al precio estacional previsto, sin la exportación.

La Ciudad, entonces, está directamente afectada, por lo menos como gran usuaria de alumbrado público y en organismos oficiales. Sin dejar de considerar que no puede mantenerse al margen de la protección de la "calidad del servicio" que se les brinda a los habitantes que alberga.

Esta dependencia exterior, y la consideración de que en su territorio se genera una elevada porción de gases contaminantes que aportan al calentamiento global (transporte automotor más generación térmica), indican que sería conveniente estudiar para su abastecimiento la utilización de tecnologías alternativas "no contaminantes", por lo menos dentro del ámbito del Gobierno de la Ciudad (como ya lo han hecho otros municipios del país)

Considerando los elementos brindados, en primer lugar se analizarán los factores que en el ámbito de la Ciudad deberán tenerse cuando hay decisiones futuras en equipamiento fuera de su área. Posteriormente se presentarán dos alternativas de equipamiento no convencional.

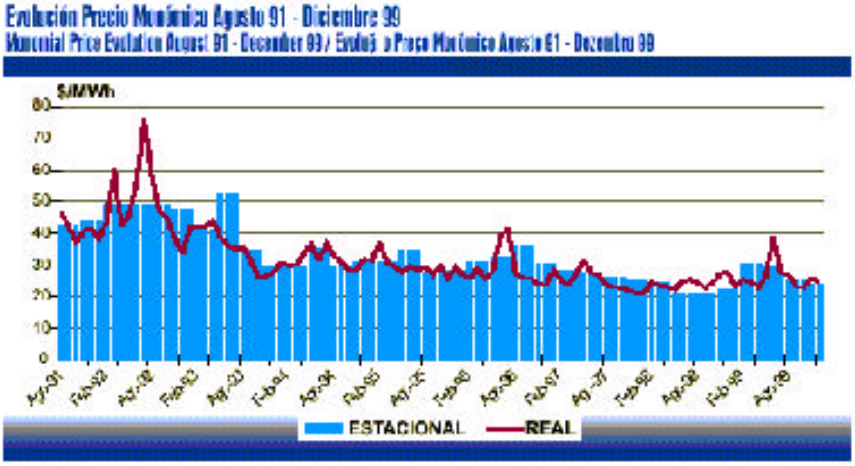
2.8.1 La experiencia reciente, un alerta.

La sostenida tendencia decreciente de los precios en el mercado mayorista, junto con el dinamismo en el proceso de inversión se exhiben como algunos de los mayores éxitos de la reforma en el sistema eléctrico.

En efecto, tal como se observa en el gráfico 2.8.1, el precio spot en el Mercado Eléctrico Mayorista muestra, en el período 1991-1999, una tendencia que implica una reducción de más del 50%. Se pretende que esa reducción es debida fundamentalmente a la competencia introducida por el fun-

cionamiento del sistema dentro de las nuevas reglas. Sin embargo, ese comportamiento del precio mayorista responde a una diversidad de factores de los que dicha competencia es tan solo uno de ellos y cuya incidencia ha sido realmente relevante a partir de 1995.

Gráfico 2.8.1
MEM: Evolución del precio monómico(*)

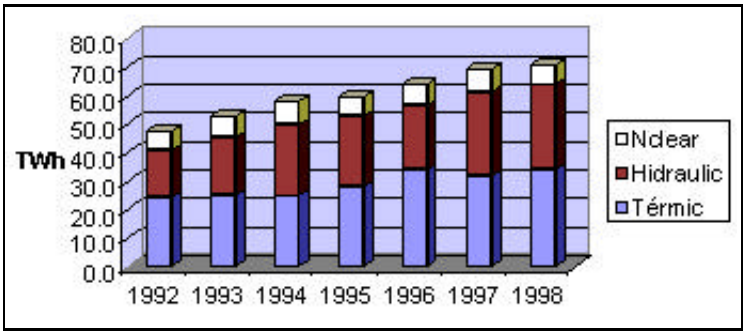


(*) CAMMESA, Informe Anual 1999.

En primer lugar, 1992 fue un año de bajos aportes hidráulicos y la situación del parque térmico presentaba una muy alta indisponibilidad, debida a las condiciones de restricciones financieras que afrontaba el sector en los años previos a la reforma, dentro de un contexto macroeconómico de gran desorden. Esos dos factores, junto con el cambio en el criterio de determinación del precio mayorista a partir de la reforma [66], son los factores causantes de los picos que se observan en ese año.

La entrada de la central hidroeléctrica de Piedra del Aguila (1400 MW) hacia fines de 1992, la rápida disminución de la indisponibilidad térmica y la mejora de las condiciones de hidraulicidad, provocaron el rápido descenso del nivel de precios. Tal como puede apreciarse a partir del Gráfico siguiente, la participación de la generación hidráulica se incrementó significativamente entre 1992 y 1994, pasando de 34,6% a 42,6%. Para apreciar el efecto de la entrada de Piedra del Aguila y del progresivo ingreso de las turbinas de Yacyretá, baste indicar que ya en 1995, el conjunto ambas centrales representaba un 16,5% de la generación total del MEM.

Gráfico 2.8.2
MEM: Generación por tipo(*)



(*) CAMMESA, Informe Anual 1998

66 El criterio del costo marginal reemplaza al del costo medio erogable, vigente previamente.

En consecuencia, si bien es cierto que la incorporación de centrales térmicas con menores consumos específicos pudo incidir en alguna medida en poner topes al costo marginal del sistema, la caída del precio spot se debió fundamentalmente a la entrada de las mencionadas centrales y al aumento en los aportes en las diferentes cuencas. Por su parte, la disminución de la indisponibilidad del parque térmico incidió solo marginalmente ya que la reducción mayor se produjo entre 1994 y 1995.

De este modo, la intensificación de la competencia en la generación y de la incidencia de la misma sobre el nivel del precio spot se produce a partir de 1995, sobre todo porque el aporte de Yacyretá más que se triplicó entre 1995 y 1998, alcanzado en este último año una participación del 16% sobre la generación total y cerca del 40% de la porción hidráulica, aunque debe aclararse que esta última se vio menguada por la disminución del aporte de los embalses del Comahue y, en menor medida, de Salto Grande[67].

De completarse las obras para llevar a que la represa de Yacyretá alcance su cota de diseño (obra incluía en el Plan de Obras Públicas Naciona), la influencia del aporte de esta central sobre el precio del MEM podría prolongarse en el tiempo ya que en tal caso la potencia nominal se incrementaría en alrededor de un 72% respecto de su nivel actual.

De cualquier forma, el precio de la energía (como componente del precio monómico) parece haber alcanzado un punto cercano a su mínimo en enero de 1998 (13,03 $ / MWh) [68], ya que por debajo de ese nivel las centrales térmicas están en el límite de cobertura de sus costos operativos. De hecho, la progresiva disminución de los aportes hidráulicos, fue produciendo un incremento en los precios de la energía, hasta alcanzar el pico que se observa hacia agosto de 1999.

A este respecto, las nuevas centrales térmicas gozan, desde el punto de vista operativo, de ventajas importantes respecto de las centrales térmicas existentes. Inicialmente, esta ventaja residía en la disponibilidad de gas natural a menor costo y sin restricciones estacionales, y a una eficiencia térmica que fue incrementándose hasta alcanzar un 11% más que la de las centrales existentes en el pasado.

En suma, puede concluirse que el efecto de la competencia en el ámbito de la generación sobre el nivel del precio del mercado spot es especialmente relevante a partir de 1995; sin embargo, no cabe duda que el factor preponderante en la baja del precio ha sido la entrada de las importantes centrales hidráulicas planificadas con anterioridad a la reforma y ejecutadas con fondos públicos. Por supuesto, esto no implica negar que, de mantenerse la competencia en el mercado hacia el futuro, ella habrá de incidir decisivamente para mantener el precio del mercado spot por lo menos en niveles similares a los promedios registrados en los últimos años.

Con respecto a la prospectiva futura de generación eléctrica prevalece la iniciativa privada orientada a centrales eléctricas térmicas de alta eficiencia (Ciclos Combinados de 56% de rendimiento) quemando gas. Este requerimiento, sumado a la demanda interna futura del combustible, representan

67 "El efecto de la corriente del Niño, iniciado en la segunda mitad de 1997, por el que se registraron altos aportes en las cuencas de los embalses del Comahue y de Salto Grande, se mantuvo hasta mediados de 1998. A partir de allí se verificó un fuerte viraje hacia un extremo de mínima generación hidráulica, particularmente en la cuenca del Comahue, alcanzándose nuevos mínimos históricos en todos los ríos. Hacia fin de año, la C. H de Salto Grande, que había presentado una disponibilidad extraordinaria, pasó rápidamente también a una condición de mínima generación. Como resultado de esta situación, los precios spot de la energía fueron aumentando al compás de la disminución de la participación de la generación hidráulica en el total. A pesar de ello el valor monómico anual resultó inferior al registrado en el año anterior." (CAMMESA, Informe Anual 1998)

68 En el siguiente cuadro puede apreciarse la composición del monómico para ciertos meses de 1998

1998	**ENE**	**AGO**	**DIC $/MWh**
Precio Energía	13.02	17.38	20.65
Energía adiciona	0.53	0.47	0.37
Rem. Potencia	7.94	6.55	6.73
Precio Monómico	21.49	24.40	27.75

aproximadamente 51400 millones de m3 al 2010. Por otro lado se prevé un elevado número de proyectos de exportación del combustible (casi 20000 MM m3 al 2010). Tampoco deben dejar de considerarse las crecientes exportaciones de electricidad (en especial a Brasil) que se estima llegarán a los 5000 MW (hacia el 2005) y que serán abastecidas por generación térmica local, quemando gas.

Todo ello exigirá un importante esfuerzo en descubrimientos de nuevos yacimientos (casi 900000 MM m3), los cuales según declaraciones de los propios productores, sólo podrán concretarse si se produce un aumento significativo del precio futuro del gas. Se prevé entonces [69] una suba del 27 % (1999-2010) del mismo como reflejo de su escasez. El costo de generación alcanzaría valores que permitirían aumentar la competitividad de la generación hidroeléctrica. En especial se ha realizado un estudio con respecto a la Central Corpus (sobre el río Paraná) de 2880 MW, que ilustra lo mencionado.

Los elementos preliminares vertidos, indican la necesidad de estudiar las consecuencias de estos hechos sobre el mercado consumidor eléctrico y en particular el mercado del gas de la Ciudad. La racionalidad en cuanto a la utilización de los recursos no renovables disponibles en generación eléctrica, es un tema del que no está exenta la Ciudad. El GCBA debiera tener una participación activa en la elaboración de la política energética nacional en cuanto le atañe a la localización de centrales de generación térmicas y al uso de este recurso, entre otras decisiones.

2.8.2 Generación eléctrica alternativa

En este apartado se dan elementos de análisis para la evaluación de la incorporación de generación eléctrica fotovoltaica (solar). También se presenta una propuesta para evaluar el aprovechamiento de residuos sólidos para generación eléctrica.

La utilización de energías renovables se ha incrementado notablemente en los últimos años en Argentina. La tecnología solar es una de ellas. Sin embargo este desarrollo ha estado asociado a la generación remota de energía, para satisfacer demandas que se encuentran fuera del alcance de las redes de distribución. Los precios de los módulos fotovoltaicos es del orden de los 600 $/kW, que superan en un 100% a los correspondientes a una central convencional turbogas, quemando gas.

La disponibilidad de superficies con exposición solar en edificios públicos, escuelas, y hospitales en particular, el interés de abastecimiento de los proveedores de tecnología e inclusive la disponibilidad de financiamiento para este tipo de proyectos (de mitigación de gases de efecto invernadero), tal vez merezcan reconsiderar (mediante la estimación de un potencial económica), la posibilidad de generación fotovoltaica, abandonada en el pasado, debido a los precios no competitivos de su instalación.

En cuanto a los residuos sólidos, dado el requerimiento del comitente se presenta aquí una propuesta de aprovechamiento de los residuos sólidos para generación de energía [71]. Esta temática ha sido estudiada en el pasado, y abandonada oportunamente, debido a la elevada emisión de gases contaminantes producida con la combustión de los residuos.

CAMMESA, Informe Anual 1998.

69 Costos de Generación Hidroeléctrica vs Costos de la Energía generada por gas en Argentina y en el Mercosur. E. Barreiro y JC Cortiñas, Instituto Argentino del Petróleo. 3/2000.

70 Escenarios Energéticos en Escenarios y Percepciones. V. Orsi. Editorial de Belgrano 1995

71 Nuevos Sistemas de Recuperacion y Tratamiento de Biogas con Instalaciones de Generacion de Energia. Ing. Alejandro j. Sarubbi Junio 2000. Seminario sobre La Gestión Integral de los Residuos Sólidos, organizado por la Asociación para el estudio de los Residuos Sólidos (ARS) y la International Solid Waste Association (ISWA) en Buenos Aires.

La generación de Biogás en el seno del relleno de residuos es el resultado de una serie de procesos con diferentes características y duraciones. Comúnmente, los Rellenos Sanitarios se diseñan instalándose sistemas de captación y venteo de gases, consistentes en tuberías perforadas (generalmente verticales) que constituyen un camino de escape natural de los gases generados (ya que la presión interna del Relleno es normalmente mayor que la presión atmosférica). También entran en juego otros factores como la absorción de los gases en componentes líquidos o sólidos (migración descendente del CO_2, por ser 1,5 veces más pesado que el aire y disolverse en H_2O, formando ácido carbónico y aumentando la dureza del agua subterránea), y la generación o consumo de gases en las reacciones químicas o de la actividad microbiológica en el Relleno.

Estudios recientes indican que el venteo de Biogás sin tratamiento previo ejerce un impacto negativo sobre la atmósfera, entre otros posibles impactos negativos relacionados, en virtud de tratarse de Gases de Efecto Invernadero, con incidencia en la dinámica atmosférica y el clima.

Contrariamente, el tratamiento de Biogás por incineración, permite reducir el Potencial de Efecto Invernadero de las emisiones totales de un Relleno Sanitario, ya que el CH_4 es 21 veces más "potente" (o bien, presenta 21 veces mayor Potencial de Efecto de Invernadero -PEI) que el CO_2.

Adicionalmente, el aprovechamiento energético de dicha combustión resulta en una menor demanda sobre los recursos energéticos, lo cual, dependiendo del lugar y condiciones de desarrollo, puede ser traducido en una menor generación de GEI resultantes del uso energético que se efectuaría sin dicha recuperación.

Estas conclusiones preliminares, permiten proponer la profundización en la conveniencia del aprovechamiento del biogás proveniente de RUS mediante nuevas tecnologías que se presentan como limpias.

CAPÍTULO III

LINEAMIENTOS PARA LOS ESCENARIOS ENRGÉTICOS DEL AMBA

3.1 | Escenario socioeconómico para la Ciudad de Buenos Aires en el Contexto del Sistema Metropolitano

3.1.1 Introducción

El presente escenario socioeconómico se inscribe en el contexto de la elaboración de escenarios de largo plazo para la región metropolitana, los que a su vez constituyen elementos indispensables del Plan Urbano Ambiental con horizonte en el año 2010.

Este escenario socioeconómico presenta vados niveles de análisis, los que se derivan del hecho de que el comportamiento económico al nivel de la ciudad no es autónomo del comportamiento del sistema metropolitano, como tampoco este último lo es del nivel nacional, a la vez que éste se halla condicionado por los supuestos que se adopten respecto al contexto internacional. Por todo ello a continuación se presentan los supuestos adoptados para cada nivel, los que deben garantizar la consistencia de las diversas proyecciones efectuadas.

Debe ser considerado asimismo que no existe una desagregación sistemática de la información referida al sistema metropolitano, lo que obliga a considerar el comportamiento de las variables al nivel de la Ciudad y del conjunto de la Provincia de Buenos Aires, habida cuenta de la altísima proporción de localización y de generación del empleo y del valor agregado que corresponden al conurbano bonaerense en el total de la provincia [72].

3.1.2 Consideraciones acerca del contexto internacional

La economía mundial se recuperará de la crisis de 1998/1999, acelerándose progresivamente desde el 2000, con un crecimiento por encima de la tendencia de largo plazo entre el 2003 y el 2005.

La economía de los Estados Unidos se comportará con oscilaciones por debajo y por encima de dicha tendencia, pero a largo plazo de un modo similar a la misma. No se suponen alzas en las tasas de interés muy por encima de las vigentes.

La tasa de corto plazo a 180 días oscilará en tomo al 5%, y en la medida que los EE UU se acerquen a la recesión podrán disminuir al 3%. Las tasas de largo plazo se estabilizarán entre 4 y 5%.

El proceso de modernización de China contribuirá al crecimiento durante la mayor parte de esta década, pero será controlado. El período de mayor dinamismo está, previsto hacia el 2005 (10% anual acumulada), y luego descenderá pero sin converger totalmente (7,5% anual acumulada).

72 Cf. GCBA/SPU/CoPAU/FADU (1999), Plan Urbano Ambiental, Tomo 6, La Ciudad de Buenos Aires en el Sistema Metropolitano. Buenos Aires, 1999. Pp 31-39.

Europa y Japón continuarán creciendo lentamente (3.3 a 2.4% y 3.5-2.8% respectivamente) con picos en el 2004-2005.

Con respecto al contexto Sub-regional o Mercosur, se espera una recuperación del Brasil a una tasa de crecimiento superior al 4% anual acumulada en especial entre el 2002 y el 2007.

Con respecto a, los precios internacionales se supone un crecimiento de los del crudo acompañando el periodo de mayor dinamismo de la economía mundial, y luego su descenso. Los precios de las exportaciones mundiales descenderán en tomo al 2% en valor unitario y luego se estabilizarán.

3.1.3 Principales consideraciones acerca de la economía argentina

Se supone que no se modifica sustancialmente la convertibilidad monetaria durante la. década de la proyección. Si bien la. prima riesgo país seguirá siendo elevada, los flujos de capital no se verán frenados. El sector público continuará mejorando la relación deuda corto plazo/deuda mediano y largo plazo en favor de esta última y la relación deuda pública externa/PBI crecerá hasta el 2002/3, para luego estabilizarse y tender a disminuir a partir del año 2008.

A pesar de la crisis de 1999 /2000, el sistema financiero no perderá credibilidad, y los depósitos en moneda local y extranjera alcanzarán nuevamente un adecuado equilibrio.

La situación de elevado desempleo, las medidas gubernamentales y el propio contexto competitivo inducirán aumentos de la productividad por persona ocupada.

No se presentarán cambios estructurales relevantes, ni se modificarán sustantivamente los marcos regulatorios de los sectores sujetos a tal regulación.

Sobre la base de estas consideraciones, la economía argentina volverá a mostrar tasas de crecimiento globales positivas del orden del 3,5 al 4,7 %, con fluctuaciones que dependen de las del contexto externo e interno.

Como consecuencia de la mayor integración regional y de la reactivación de la economía interna los sectores productivos incrementarán su participación en el total de la economía en cerca de 5 % (de 43,3% en el 2000 a 48,1 % en el 2010). Este resultado se obtiene principalmente del fuerte incremento en el sector de la construcción y en el de la industria. También es previsible un aumento de la participación de los sectores de infraestructura, en especial el de electricidad, gas y agua, mientras que el transporte y las comunicaciones crecerán al ritmo promedio de la economía manteniendo su ya relativamente elevada participación actual.

3.1.4 Evolución del PGB al nivel de la Ciudad, Provincia de Buenos Aires y AMBA

La evolución global y sectorial del PBG correspondiente a la Ciudad y Provincia de Buenos Aires es una consecuencia de los supuestos adoptados en los dos puntos anteriores. La metodología de cálculo proviene de un modelo construido sobre la base de participaciones históricas de cada sector sobre el total del valor agregado sectorial a nivel nacional según provincia, al cual se pueden corregir las tendencias de acuerdo a variables cualitativas de modo tal de modificar la relación media supuesta PBGij/VABi, donde PGBij es el producto geográfico bruto del sector i correspondiente a la Provincia y o sub-zona j y VABI es el valor agregado bruto total nacional para si sector i.

El crecimiento global previsto para el PGB de la Ciudad de Buenos Aires se sitúa en el orden del 4% interanual entre los años extremos de la sede con variaciones ubicadas entre 3.5 y 4,6%. Es decir similares a las del nivel nacional pero ligeramente inferiores habida cuenta de la limitación

espacial de la ciudad lo que hace al crecimiento previsto de la población localizada en la misma. En tal sentido se procedió a un análisis de carácter preliminar con respecto a la evolución probable de la densidad media de habitantes por barrio y se trabajó con la proyección de población total para la Ciudad de Buenos Aires incluyendo el conurbano [73], a fin de obtener proyecciones diferenciadas de población dentro del conjunto del sistema metropolitano.

Con respecto a la evolución sectorial de la economía de la Ciudad, todos los sectores a excepción del comercio y los servicios gubernamentales mostraran a lo largo de la década un dinamismo superior al de la media, en especial en el caso de la construcción lo que refleja el impacto de las inversiones inmobiliarias. El crecimiento industrial, prácticamente acorde a la media del país, refleja por su parte el desarrollo que se les dará a las PyMes a través de instituciones que se espera serán localizadas dentro de la ciudad y que hacen a la gestión financiera y tecnológica de dichas empresas. El menor dinamismo relativo del sector comercial procura ilustrar el proceso de concentración que inevitablemente ocurrirá, revirtiendo el proceso de las tres décadas previas, en las cuales el crecimiento del sector acompañó el proceso de precarización del empleo, emergente a su vez de la desindustrialización ocurrida desde comienzos de los ochenta. En el, caso de los servicios gubernamentales la disminución relativa refleja las restricciones macroeconómicas al crecimiento del gasto público.

Este comportamiento diferenciado producirá una ligera modificación de la estructura económica a favor de una mayor participación de los sectores productivos.

Con respecto a la evolución de la economía en el conurbano bonaerense las pautas orientativas se deben tornar de la evolución prevista del PGB al nivel de toda la provincia, con excepción obviamente de la casi totalidad de los sectores primarios y de aquellas actividades industriales que se desarrollan fuera del sistema metropolitano.

El crecimiento global del PGB será de un orden del 4.6% anual acumulada, es decir superior al promedio nacional. Incidirá fuertemente en este comportamiento el dinamismo esperado del sector de la construcción, el cual será reactivado sobre la base de abundantes créditos ofrecidos en forma accesible a segmentos de la población de bajos y medianos recursos que actualmente no se hallan en condiciones de acceder al mercado de viviendas.

Asimismo el énfasis dado a las exportaciones y los aumentos progresivos y selectivos de productividad y competitividad darán impulso al sector industrial, en especial el localizado en el conurbano bonaerense.

Los detalles de la evolución proyectada de las principales variables socioeconómicas para la Ciudad, Provincia de Buenos Aires y Área Metropolitana pueden ser consultados en los Cuadros Nºs. 1, 2 y 3 respectivamente.

73 Cf. United Nations (1998), World Urbanization Prospects, The 1996 Revision, Estimates and Projections of Urban and Rural Populations and of Urban Agglomerations, New York, 1998.

Cuadro Nº 1

Ciudad de Buenos Aires: Evolución del PGB por grandes sectores. Período 2000-2010 en miles de $ de 1986

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL OCUPADOS EN miles $ de 1986											
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA											
MINAS Y CANTERAS											
INDUSTRIA MANUFACTURERA	543.0	581.2	521.1	601.8	619.3	654.5	670.5	707.2	742.8	779.7	818.7
CONSTRUCCION	164.9	173.0	137.8	195.8	205.9	215.5	231.7	243.9	257.8	270.4	284.7
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	21.5	22.8	24.0	25.2	26.5	27.9	29.5	31.4	33.4	35.4	37.5
COMERCIO POR MAYOR, MENOR, REST. Y HOTELES	730.1	759.4	739.0	804.0	828.3	852.7	897.1	921.0	954.4	983.0	1018.7
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	391.1	384.3	318.2	381.5	345.5	381.5	397.1	388.5	415.1	438.8	451.8
ESTAB. FINANC., SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	1132.9	1212.1	1280.5	1294.4	1341.7	1400.8	1477.7	1552.3	1631.0	1710.5	1791.2
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	850.4	879.8	912.8	945.0	977.9	1013.8	1051.1	1094.8	1138.5	1175.3	1219.8
Total	3837.8	3971.0	3946.3	4010.6	3974.0	3977.3	3851.7	4110.2	4107.8	3977.3	4030.4
Población en edad CP	3012.2458	3019.9322	3027.6187	3035.3051	3042.9916	3050.6780	3058.3645	3066.0509	3073.7374	3081.4238	3089.1103
Familias o hogares	1011.2468	1013.8128	1016.3788	1018.9448	1021.5108	1024.0768	1026.6428	1029.2088	1031.7748	1034.3408	1036.9068
Tamaño medio de los hogares	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL OCUPADOS EN %											
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA											
MINAS Y CANTERAS											
INDUSTRIA MANUFACTURERA	15.0%	15.2%	15.2%	15.2%	15.0%	14.5%	14.5%	15.0%	15.1%	15.2%	15.4%
CONSTRUCCION	4.8%	4.3%	4.0%	4.9%	5.0%	5.0%	5.1%	5.9%	5.9%	5.7%	5.9%
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
COMERCIO POR MAYOR, MENOR, REST. Y HOTELES	20.1%	20.1%	20.9%	20.1%	20.0%	19.3%	19.7%	19.8%	19.4%	19.9%	19.2%
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	8.1%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.4%	8.4%	8.4%	8.5%	8.5%	8.5%
ESTAB. FINANC., SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	32.0%	32.5%	32.4%	32.9%	32.4%	32.8%	32.3%	32.0%	32.2%	32.5%	32.3%
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	18.7%	18.2%	18.4%	18.8%	18.3%	18.3%	18.4%	18.0%	18.8%	17.7%	18.5%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL OCUPADOS EN % (variación anual)											
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA											
MINAS Y CANTERAS											
INDUSTRIA MANUFACTURERA	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	2.0%	5.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
CONSTRUCCION	8.4%	3.4%	5.5%	4.2%	4.9%	5.0%	7.5%	7.3%	7.2%	3.4%	3.4%
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	4.9%	8.0%	5.0%	5.1%	5.0%	5.2%	5.7%	8.4%	8.4%	8.2%	5.0%
COMERCIO POR MAYOR, MENOR, REST. Y HOTELES	2.4%	4.0%	0.1%	2.0%	2.3%	0.1%	4.0%	0.3%	0.8%	0.8%	2.0%
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	4.0%	4.0%	4.4%	4.2%	4.9%	4.5%	4.0%	4.0%	4.8%	4.4%	4.0%
ESTAB. FINANC., SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	1.3%	2.5%	5.2%	5.5%	5.0%	4.8%	5.5%	5.1%	5.0%	4.9%	4.7%
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	1.0%	4.5%	4.0%	4.5%	4.4%	5.5%	2.3%	1.3%	2.1%	1.4%	-0.2%
Total	5.5%	5.5%	5.7%	5.8%	5.5%	4.8%	4.8%	4.5%	4.5%	4.2%	5.7%

Cuadro Nº 2

Provincia de Buenos Aires: Evolución del PGB por grandes sectores. Período 2000-2010 en miles de $ de 1986

Fuente: Estimaciones propias

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PGBAL (Promedio de BSAS en Millones $UE 1986)											
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	575.8	600.5	622.0	648.0	671.1	695.7	729.0	752.5	784.2	815.5	843.1
MINAS Y CANTERAS	19.9	18.2	17.0	17.0	18.8	19.8	20.9	22.1	23.0	24.8	28.0
INDUSTRIA MANUFACTURERA	1879.9	1777.1	1881.9	1949.0	2001.5	2191.1	2284.1	2403.1	2562.5	2707.4	2884.2
CONSTRUCCION	729.5	725.0	753.5	874.7	918.8	982.9	1084.5	1115.6	1126.2	1258.8	1406.9
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	38.8	51.4	58.1	100.8	105.7	111.1	117.9	124.8	132.4	140.4	143.8
COMERCIO POR MAYOR, MENOR, RESTAURANTES Y HOTELES	597.7	568.9	574.8	589.0	604.8	622.5	648.4	670.0	688.1	718.5	738.3
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	485.0	485.2	504.8	524.1	544.9	567.5	589.0	613.7	644.2	671.1	695.7
EST. ADF INANC, SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	995.7	1019.1	1087.4	1165.7	1238.4	1139.5	1139.5	1240.8	1288.9	1348.2	1388.7
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	610.4	657.8	683.0	699.2	730.1	758.9	790.0	794.0	810.4	821.5	829.0
Total	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Población GBA (cada de C)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Ingresos x Habitante (cada GBA)	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Ingreso medio del ciudadano	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PGBAL (Promedio de BSAS en %)											
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	10.1%	10.1%	10.0%	10.0%	10.0%	9.9%	9.9%	9.7%	9.6%	9.6%	9.5%
MINAS Y CANTERAS	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
INDUSTRIA MANUFACTURERA	29.4%	29.9%	29.9%	30.1%	30.2%	30.4%	30.1%	31.1%	31.4%	31.9%	32.0%
CONSTRUCCION	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	13.8%	13.7%	14.0%	14.4%	14.7%	15.2%	15.7%
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	1.5%	1.5%	1.5%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.7%
COMERCIO POR MAYOR, MENOR, RESTAURANTES Y HOTELES	9.4%	9.5%	9.2%	9.1%	9.0%	8.9%	8.8%	8.8%	8.5%	8.4%	8.2%
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	8.2%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.0%	8.0%	7.9%	7.9%	7.8%
EST. ADF INANC, SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	17.5%	17.0%	16.7%	16.5%	16.3%	16.2%	16.1%	16.0%	15.9%	15.8%	15.8%
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	10.7%	10.9%	10.8%	10.8%	10.8%	10.8%	10.8%	10.2%	10.0%	9.6%	9.2%
PGBAL (Promedio de BSAS en %)	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PGBAL (Promedio de BSAS tasa Anual de crecimiento)											
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	1.9%	4.3%	3.6%	3.9%	3.5%	3.7%	3.9%	4.1%	4.1%	4.0%	4.0%
MINAS Y CANTERAS	4.9%	5.9%	5.9%	5.2%	5.9%	5.1%	5.8%	5.7%	5.5%	5.8%	5.4%
INDUSTRIA MANUFACTURERA	3.5%	3.1%	4.2%	4.4%	4.6%	4.8%	4.2%	5.4%	6.0%	5.1%	5.6%
CONSTRUCCION	8.4%	8.4%	5.5%	4.2%	4.8%	5.0%	7.5%	7.8%	7.2%	8.4%	8.4%
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	4.1%	5.5%	5.2%	5.0%	4.8%	5.1%	5.8%	6.5%	6.2%	6.1%	5.8%
COMERCIO POR MAYOR, MENOR, RESTAURANTES Y HOTELES	2.2%	3.0%	2.5%	2.5%	2.7%	2.8%	3.3%	3.8%	3.4%	3.4%	2.7%
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	3.1%	4.3%	4.0%	3.8%	4.0%	4.1%	4.3%	4.3%	4.2%	4.1%	3.7%
EST. ADF INANC, SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	1.1%	1.9%	2.4%	2.7%	2.9%	3.8%	4.3%	4.9%	4.2%	4.1%	3.9%
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	7.0%	4.8%	4.3%	4.3%	4.4%	3.9%	2.3%	1.8%	2.1%	1.4%	-0.7%
PGBAL (en % de crecimiento anual)	3.5%	4.3%	4.1%	3.8%	4.0%	4.3%	5.2%	5.1%	4.3%	5.0%	4.7%

Cuadro Nº 3

Área Metropolitana de Buenos Aires: Evolución del PGB por grandes sectores. Período 2000-2010 en miles de $ de 1986

Fuente: Estimaciones propias

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2
TOTAL AMBA (En miles de $ de 1986)											
AGRICULTURA,CAZA ,SILVICULTURA Y PESCA											
MINAS Y CANTERAS	5,3	5,7	6,0	6,3	6,6	6,9	7,3	7,7	8,2	8,6	
INDUSTRIA MANUFACTURERA	197,1	207,8	216,7	225,4	234,5	245,2	252,8	275,1	291,2	308,8	32
CONSTRUCCION	636,4	678,0	716,8	746,4	782,0	821,8	883,4	952,7	1021,1	1107,3	12
ELECTRICIDAD,GAS Y AGUA	77,6	82,2	86,4	90,8	95,2	100,1	105,7	112,4	119,4	126,7	1
COMERCIO POR MAYOR,MENOR,REST Y HOTELES	1176,4	1222,8	1259,9	1292,9	1328,5	1359,3	1423,5	1477,1	1520,5	1583,8	16
TRANSPORTE,ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	593,4	620,2	646,2	672,2	703,1	730,4	764,5	792,1	834,2	869,3	9
ESTAB.FINANC.,SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	1779,8	1820,0	1873,0	1933,8	1999,6	2056,7	2121,4	2227,2	2407,0	2518,3	26
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	741,9	775,3	813,1	840,9	887,4	922,5	948,1	986,1	986,1	998,5	9
Total	6572,9	7282,7	7570,4	7861,6	8147,0	8400,5	8922,1	9355,5	9846,9	10223,2	107
Población de CF+Provincia	12313000	12547902	12664278	12784063	12903072	13026000	13121668	13218331	13316628	13415647	13615
Familias u hogares	4282725	4337133	4392600	4449516	4506445	4562438	4611415	4660803	4710880	4761379	4812
	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	
PIB cap AMBA	560,9	580,4	597,7	614,2	631,4	651,9	680,0	708,6	737,2	767,3	7
TOTAL AMBA (En %)											
AGRICULTURA,CAZA ,SILVICULTURA Y PESCA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0
MINAS Y CANTERAS	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0
INDUSTRIA MANUFACTURERA	28,3%	28,5%	28,7%	28,8%	28,8%	28,9%	29,1%	29,4%	29,7%	29,9%	30
CONSTRUCCION	9,0%	9,3%	9,5%	9,5%	9,6%	9,7%	9,9%	10,2%	10,4%	10,8%	11
ELECTRICIDAD,GAS Y AGUA	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1
COMERCIO POR MAYOR,MENOR,REST Y HOTELES	16,9%	16,8%	16,6%	16,5%	16,3%	16,1%	16,0%	15,8%	15,6%	15,4%	15
TRANSPORTE,ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	8,5%	8,5%	8,5%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,5%	8,5%	8,4%	8
ESTAB.FINANC.,SEGUROS Y BIENES INMUEBLES	25,5%	25,0%	24,7%	24,6%	24,5%	24,6%	24,6%	24,5%	24,5%	24,5%	24
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES	10,6%	10,6%	10,7%	10,8%	10,9%	10,9%	10,6%	10,3%	10,0%	9,7%	9
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100
TOTAL AMBA (En % de crecimiento anual)											
AGRICULTURA,CAZA ,SILVICULTURA Y PESCA-A3											
MINAS Y CANTERAS		5,9%	5,3%	5,2%	5,3%	5,1%	5,6%	5,7%	5,5%	5,6%	5
INDUSTRIA MANUFACTURERA		5,4%	4,4%	4,1%	3,9%	4,5%	5,9%	6,0%	5,7%	5,8%	5
CONSTRUCCION		8,4%	5,5%	4,2%	4,9%	5,0%	7,5%	7,8%	7,2%	8,4%	8
ELECTRICIDAD,GAS Y AGUA		5,9%	5,2%	5,0%	4,9%	5,1%	5,6%	6,3%	6,3%	6,1%	5
COMERCIO POR MAYOR,MENOR,REST Y HOTELES		3,9%	3,0%	2,6%	2,8%	3,1%	4,0%	3,8%	3,6%	3,5%	2
TRANSPORTE,ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES		4,5%	4,2%	4,0%	4,2%	4,3%	4,7%	4,5%	4,4%	4,3%	3
ESTAB.FINANC.,SEGUROS Y BIENES INMUEBLES		2,3%	2,9%	3,2%	3,4%	4,4%	5,0%	4,8%	4,8%	4,6%	4
SERVICIOS SOCIALES COMUNALES Y PERSONALES		4,5%	4,9%	4,5%	4,4%	3,9%	2,8%	1,8%	2,1%	1,4%	-0
Total		4,4%	3,9%	3,7%	3,8%	4,2%	6,1%	6,0%	4,8%	4,0%	4

3.2 | Escenario Energético de Base

3.2.1 Pautas e hipótesis básicas generales

La simulación de la evolución del sistema energético del AMBA no puede sino considerarse en el marco de la evolución del sistema energético nacional, tal como el sistema energético de la Ciudad de Bs. As. debe analizarse en el marco del AMBA.

Es por ello que, en primer lugar, se formulan los lineamientos de un Escenario de Base de carácter nacional, para luego pasar a señalar las particularidades y/o diferencias con el área metropolitana.

3.2.1.1

Para simular la evolución del sistema energético argentino se supuso que la intervención gubernamental en los mercados energéticos en el mediano plazo tratará de obstaculizar lo menos posible la concreción de los negocios privados, limitándose a implementar políticas tendientes a:

- controlar los niveles de competencia en los mercados internos de los productos energéticos, evitando la formación de monopolios u oligopolios.
- promover la conformación de mercados regionales de energía sobre bases competitivas.
- asegurar el abastecimiento de energía futuro.
- desarrollar funciones de regulación y control de seguridad, el ambiente y calidad de las prestaciones.
- mejorar la eficiencia energética.

Siguiendo estos lineamientos no se supondrá ninguna política activa tendiente a promover el uso eficiente de la energía o a mitigar el cambio climático, quedando esas acciones reservadas al Escenario Alternativo. No obstante, varios de los supuestos asumidos tendrán un impacto positivo sobre las emisiones de GEI en la Argentina, aún en el Escenario de Base. Dichos impactos se asocian a normas legales o regulatorias, incrementos en la eficiencia energética y sustitución entre fuentes, siguiendo las tendencias históricas.

En este contexto, los operadores privados mantendrían la dinámica registrada en las industrias energéticas argentinas desde su reestructuración, en especial en lo que se refiere a la búsqueda permanente de nuevas oportunidades de negocio. Tales oportunidades podrían darse tanto en los mercados locales -donde tratarían de incrementar su participación- como en el comercio exterior de energía, constituyéndose, como lo han demostrado, en verdaderos promotores del comercio exterior de productos energéticos.

En resumen, con el objeto de delimitar el contexto en que se desarrolla el escenario de base, en la parte introductoria de este informe se analizan aspectos tales como:

- el nivel esperado de los precios internos de la energía,
- la innovación tecnológica y la eficiencia energética,
- el comercio exterior de los distintos energéticos y
- otras pautas generales sobre las que se asientan los escenarios desarrollados.

Estos aspectos constituyen la base sobe la cual se simulará el comportamiento futuro del sistema energético argentino.

3.2.2 Los precios internos de la energía

a) El crudo y sus derivados

Los precios internos del petróleo y los derivados están desregulados desde el 1/1/1991 y existe libre disponibilidad de todos los productos, con plena habilitación de exportaciones e importaciones. En consecuencia, los precios internos están alineados con los precios internacionales, tomándose como patrón el valor del crudo WTI en el mercado de New York.

Dado que en la actualidad Argentina es exportador neto de crudo, los precios internos del mismo son precios de frontera (FOB), ubicándose en valores del 89/90% del precio internacional de referencia (USWTI), dependiendo de las características del crudo nacional.

Se ha supuesto que los precios tendrán un comportamiento similar al actual, en cuanto a su relación con los precios del crudo de referencia y dependerán de la evolución de los mercados internacionales.

En tal sentido, a pesar de que la importancia del petróleo en la oferta de energía primaria ha venido disminuyendo, el precio del mismo continúa siendo un precio rector de la energía, dada su importancia relativa respecto de las fuentes de energía primaria, su característica de bien transable y de combustible sustituto para otras fuentes.

La estimación de los precios futuros del petróleo depende de las hipótesis y escenarios que se planteen.

Las hipótesis y supuestos adoptados para estimar una tendencia de los precios son las siguientes:

- pérdida de poder de la OPEP
- dificultad de Rusia para incrementar o sostener su nivel de producción
- México tendrá una posición cada vez mas cercana a la OECD
- Gran Bretaña y Noruega continuarán incrementando su oferta pese a la caída de los precios y lo limitado de sus reservas
- China se perfila como un fuerte importador de petróleo
- EEUU incrementa sus niveles de importación frente a la caída de la producción interna y el incremento del consumo
- la UE continuará importando alrededor del 55% de su consumo

En este contexto se prevé una cierta estabilidad de precios del crudo con una tendencia levemente creciente, sobre todo después de 2010.

La circunstancia de registrarse en 2000 precios superiores a los 30 U$S/barril no debe invalidar el supuesto planteado, ya que el pronóstico adoptado corresponde al largo plazo y es generalmente compartido en los estudios de esta naturaleza.

Año	US WTI U$S/b	Crudo Nacional U$S/b
1999	18,00	16,20
2004	21,70	19,50
2010	25,50	23,00

Estos precios del crudo servirán como referencia para determinar la evolución de los precios internos de los derivados y del gas natural. En el caso particular del gas natural se tendrán en cuenta las condiciones locales de abastecimiento y consumo.

Si las empresas petroleras mantuvieran su actual nivel de exploración, el limitado horizonte de reservas podría inducir la importación de petróleo durante el último período del análisis (sobre este aspecto se vuelve mas adelante). En este caso se pasaría de precios de frontera FOB a precios de frontera CIF, mas costos de internalización, con un incremento de 10/15% sobre los valores FOB.

Respecto de los derivados se asume que el precio del fuel oil tendrá un comportamiento similar al del petróleo crudo. De acuerdo con esta hipótesis y considerando que los precios actuales (1998) del fuel oil oscilan entre 90/115 U$S/Tn y que el diesel oil tiene un precio de 400 U$S/m3, es dable esperar la siguiente evolución de precios internos

Año	FO U$S/Tn	DO U$S/m3
1998	90/115	400
2004	98/125	436
2010	104/133	463

b) Gas natural

El precio de venta en boca de pozo del gas natural es fijado libremente por el mercado, mientras que las tarifas de transporte y distribución están reguladas. La fijación de las tarifas a consumidores finales se obtiene adicionando a los valores del gas en boca de pozo vigentes en el mercado, los márgenes autorizados de transporte y distribución.

El límite superior teórico para el precio del gas natural estaría determinado por la equivalencia en el mercado de la caloría del combustible sustituto. Descontando de este valor los costos de distribución y transporte se obtiene el precio "Net Back" del gas natural en cabecera de gasoducto. Este cálculo presenta dos incógnitas que son: cual es el combustible sustituto y como evolucionarán los costos del transporte y distribución del gas.

En el sistema argentino y, tal como se ha visto en el diagnóstico energético, el gas sustituye a distintos combustibles, dependiendo del sector de consumo. A los efectos del presente cálculo se ha preferido utilizar como combustible de referencia al fuel oil por ser el de menor valor en el mercado entre los eventuales sustitutos; sin embargo, las hipótesis realizadas con respecto al equipamiento de generación de electricidad -basado en turbinas de gas indica que el combustible sustituto sería el gas oil en lugar del fuel oil. En este caso el "costo de oportunidad" se elevaría sensiblemente y el precio esperado del gas natural podría sufrir modificaciones sustantivas. No obstante, considerando que el precio de referencia estaría dado por las posibilidades del sector externo, se ha decidido mantener la hipótesis del fuel oil como referencia.

En lo que se refiere al transporte, se supuso que las tarifas de transporte desde los yacimientos hasta los grandes centros de consumo no sufrirán cambios significativos; una hipótesis similar se hizo respecto de los márgenes de distribución.

La potencial evolución de los precios del gas natural, en la hipótesis de una virtual convergencia de los precios del mercado y los precios calculados sobre la base del "Net Back", serían:

Proyección de los precios del gas natural
Precios sin impuestos en U$S97 por MMBTU

	1997	2004	2010
Boca de pozo	1,21	1,40	1,47
Mercado	2,22	2,50	2,68

El precio en boca de pozo surge de ponderar, por su participación en la oferta, el conjunto de precios medios por cuenca reportados por ENARGAS. El precio en mercado corresponde aproximadamente al promedio de las tarifas IT de BAN y METROGAS. Los valores de referencia declarados a CAMMESA varían entre 1,65 y 2,44 y los reconocidos van de 1,91 a 2,81.

Las proyecciones de precios se basan parcialmente en el trabajo "Expected Evolution in the prices of fuels for electriccity generation in Argentina", V. Bravo y R. Kozulj, 1er. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, Bariloche, abril de 1997, IAPG-SPE-AGA. Se corrigen en base a la argumentación utilizada en la Prospectiva de la SE, según la cual "el límite inferior del precio del gas lo establece la competencia por ganar nuevos mercados en la región".

Se supone que con estos niveles de precios es viable acrecentar la producción y las reservas, especialmente si se acepta una relación de reservas/producción de diez años al finalizar el período.

Las tarifas de transporte se han actualizado al 0,5% semestral y no se consideran aumentos adicionales en los costos de transporte a pesar de las fuertes ampliaciones de capacidad que se requerirán entre el 2005 y el 2010, ya que la tarifa de transporte sería 1,31 U$S/MMBTU.

Adicionalmente, las condiciones del mercado para el gas argentino (volúmenes y destinos) influirán sobre la infraestructura de transporte y distribución necesaria para colocar el gas en el mercado, cuyos costos incidirán sobre los valores máximos admisibles para el gas en boca de pozo.

En síntesis, el precio futuro del gas dependerá de las siguientes variables: el precio de frontera de los sustitutos (el cual, a su vez, depende de que Argentina sea exportador o importador de crudo y derivados en el futuro), de los proyectos y volúmenes de exportación, de las necesidades de inversión en explotación y transporte y de la capacidad de presión de los actores involucrados con el negocio gasífero.

c) Electricidad

Los precios finales de la electricidad surgen de adicionar a los precios vigentes en el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, los márgenes de distribución previstos en los respectivos contratos de concesión. Los precios en el MEM, a su vez, dependen del nivel de demanda (tanto la interna como los saldos netos del comercio exterior), de las características técnicas del parque de generación, de la participación de la generación hidroeléctrica (que, a su vez, depende de las condiciones hidrológicas) y de los precios de los combustibles (gas natural y derivados de petróleo).

Dada la existencia de un parque térmico capaz de absorber las fluctuaciones de los aportes hidráulicos y considerando que se trata de un estudio de mediano/largo plazo, se ha considerado el aporte de las centrales hidroeléctricas correspondiente a hidrología media. En el futuro se espera que las centrales hidroeléctricas pierdan progresivamente participación en la generación local, una vez que se llegue a la generación de Yacyretá en la cota máxima de diseño, debido a las oportu-

nidades que le brinda a los inversores el mejoramiento de la tecnología turbogas y la disponibilidad de gas natural para su utilización en centrales.

Debe considerarse, también, que en la medida que la expansión de la generación de electricidad esté basada crecientemente en generación térmica, cabe esperar que la mayoría de las centrales esté localizada en los centros de consumo, a menos que existan ventajas comparativas muy importantes en los precios regionales del gas natural. Si las reservas de gas a utilizar en el futuro fueran las de la cuenca Austral, las distancias impiden la localización de la oferta eléctrica cerca de los yacimientos. En ese caso la incidencia de los costos de transporte eléctrico será mínima y las de transporte del gas serán máximas.

Por lo tanto, el precio mayorista eléctrico será fijado cada vez mas por la generación térmica a gas. La relación entre ambos precios dependerá de la eficiencia térmica de la máquina marginal que es la que fija el precio de la electricidad en el MEM, haciendo abstracción de eventuales cambios en los costos de transporte y en los márgenes de comercialización de los distribuidores.

Respecto de la eficiencia térmica, la estrategia de los generadores parece clara: renovar sus equipos recurriendo a la tecnología de punta a nivel internacional para mejorar su competitividad en el mercado. Se ha supuesto que esta tendencia no solo se mantendrá en el futuro sino que se incrementará.

En función de estas observaciones puede afirmarse que los precios de la electricidad estarán fuertemente ligados a lo que ocurra en el mercado de gas natural, cuyo precio será un "precio director", dentro de los márgenes que deja la evolución prevista del crudo en el ámbito internacional.

3.2.3 La innovación tecnológica

La búsqueda de oportunidades de negocios en un ambiente competitivo generaría condiciones de contexto favorables a la innovación tecnológica y, por lo tanto, favorecería el incremento de la eficiencia energética tanto en las industrias energéticas como en los sectores productivos vinculados a la exportación de bienes y servicios.

En los párrafos que siguen se sintetizan los supuestos asumidos respecto de este tema en la elaboración del Escenario de Base, donde además de la estrategia esperada de los actores se detalla también las regulaciones específicas sobre el tema.

a) La industria del petróleo

En la producción de petróleo y derivados, especialmente en la de crudo, se observa ya una tendencia al uso de nuevas tecnologías que están impactando sobre la eficiencia de la actividad. A modo de ejemplo puede citarse que esta innovación ha permitido alcanzar en algunos yacimientos el 50% de recuperación de los "volúmenes in situ". Estos valores, ya significativos a nivel internacional donde el promedio es del 35%, son llamativos en el ámbito argentino donde la tasa de recuperación promedio es de tan solo el 18%.

En opinión de los propios operadores, el aumento de las tasas de recuperación de petróleo en los yacimientos existentes contribuirá sensiblemente al incremento de reservas; reducirá los esfuerzos exploratorios y sus necesidades de inversión e incrementará la sustentabilidad de su estrategia de explotación intensiva del recurso nacional.

Por otra parte, en el país históricamente se ha buscado petróleo en trampas del tipo estructural y se han dejado de lado las trampas estratigráficas por ser de mas compleja identificación. Ultimamente se han incorporado dentro de la sismografía nuevas herramientas que permitirían

detectar acumulaciones hidrocarburíferas en trampas estratigráficas, las que podrían estar ubicadas en yacimientos ya maduros.

Las expectativas son, entonces, que la estrategia de los operadores estará orientada a incorporar tecnologías de última generación, mejorar significativamente los porcentajes de recuperación y ampliar las potenciales áreas de búsqueda para viabilizar el crecimiento y mantenimiento de su actividad. No obstante, no puede desconocerse que el proceso de transnacionalización de la actividad petrolera en el país inducirá a las empresas a reducir la inversión en exploración en el país toda vez que tengan mejores oportunidades en el exterior, donde ya están desarrollando actividades.

b) La industria del gas natural

En la cadena del gas natural y aún cuando se ha supuesto una leve mejora en los consumos propios asociados al transporte por gasoductos, el elemento esencial para medir su eficiencia es la proporción de gas venteado en yacimientos. El venteo de gas ha sido un problema permanente en la producción de hidrocarburos en el país, donde llegó a representar el 25% de la producción total en 1980. Durante la década del 80 el porcentaje de gas aventado se redujo a consecuencia de normas específicas que limitaban el venteo, aunque llegó a representar, no obstante, el 12% de la producción en 1990.

A partir de 1993 la Secretaría de Energía dictó normas sobre venteo de gas mucho mas estrictas que las vigentes hasta ese momento, con el objetivo de reducir sensiblemente los volúmenes aventados de gas en los yacimientos, incluyendo un período de adaptación hasta alcanzar en el año 2000 el tope admisible de 1 m3 de gas por cada m3 de petróleo extraído.

En los primeros años de vigencia de la nueva normativa se observaron diferencias importantes entre las metas fijadas para el gas aventado y los volúmenes realmente venteados. Pero a partir de 1997 una actitud mas estricta de la SE en el control y en la autorización de excepciones a las normas, produjo una reducción sustancial de los volúmenes de gas aventado.

A los efectos del presente estudio se ha supuesto, para el Escenario de Base, la previsión de una disminución del venteo de gas en yacimientos a partir del año 2000, hasta alcanzar en el 2010 solo un 3,5% de la producción. Si bien estos porcentajes no respetan el tope previsto en la normativa, pareciera representar un tope técnico que sería difícil mejorar en el período del estudio.

En la etapa de distribución cabe esperar que las empresas distribuidoras de gas natural y electricidad incrementen su competencia por captar usos finales que mejoren la utilización de sus redes de distribución, especialmente en las grandes áreas urbanas. La mayor competencia se registraría en la climatización de ambientes y, eventualmente, en la cadena de frío de los establecimientos industriales y centros de comercialización masiva de alimentos.

c) La industria eléctrica

En la generación de electricidad se supuso que el mantenimiento de la competencia entre generadores incrementará la tendencia a reconvertir las centrales térmicas existentes en ciclos combinados de alta eficiencia, con un paulatino aumento en los niveles de eficiencia. Se ha supuesto que las centrales que se incorporen al servicio podrían alcanzar una eficiencia térmica del 55%.

Estos altos niveles de rendimiento se alcanzarían adoptando las tecnologías más eficientes disponibles en el mercado internacional de equipos y funcionando casi exclusivamente con gas natural. El uso de diesel oil quedaría restringido casi solo a los períodos invernales en los que se limita la quema de gas en las centrales ubicadas en los centros de consumo.

Los incrementos totales de eficiencia en la etapa de generación alcanzarán valores mas significativos aún debido a la importante participación que tendrán estas centrales en el conjunto del parque térmico del país y habida cuenta de los menores rendimientos del parque térmico existente.

En la etapa de distribución, es esperable que las empresas distribuidoras propicien una mejor utilización de las redes de distribución. Esta estrategia tendría dos efectos superpuestos: en primer lugar se incrementarían los esfuerzos por reducir las pérdidas en la red que todavía exhibían valores muy altos a principios de los años 90 (se supone que no superarán el 12% al final del período) y, en segundo lugar, se espera que las empresas distribuidoras promoverán desplazamientos horarios de la carga tendientes a mejorar el factor de carga de la demanda.

d) Los usos finales

Es en este aspecto donde es dable formular hipótesis y pautas específicas para el AMBA y para la Ciudad de Buenos Aires. Sin embargo y continuando con la formulación del Escenario de Base marco, ámbito nacional, se deja para mas adelante, en el lugar correspondiente a sectores de consumo, las precisiones correspondientes a aquellos ámbitos.

La apertura económica a puesto a disposición de los usuarios locales los equipos y artefactos de última generación disponibles en el mercado internacional. El grado de impacto sobre la eficiencia energética dependerá del ciclo y la velocidad de renovación de los artefactos de uso final de la energía, del crecimiento de las inversiones de capital y de la velocidad de renovación de los bienes de capital existentes.

En el caso de los artefactos de uso final la mejora de eficiencia estará fuertemente vinculada a los niveles de ingreso de los usuarios. Es dable esperar que los sectores de mayor nivel de ingreso lleguen rápidamente a niveles de eficiencia energética similares a los existentes en los países industrializados, ya que los artefactos eficientes se encontrarán disponibles en el mercado local.

Por otra parte, tanto las actividades productivas sujetas a un mayor grado de competencia en el mercado interno como las orientadas a la exportación, y aquellas donde la factura energética es una componente importante de los costos, también se verán obligadas a mantener una actualización técnica que las coloque dentro de estándares internacionales.

Sobre la base de estas consideraciones no puede esperarse que el Escenario de Base sea un escenario de "congelamiento de la tecnología" y del "estado del arte". Por el contrario, en el armado del escenario se incorporaron las mejoras tecnológicas que la propia tendencia va señalando y se asume un ritmo de adopción de nuevas tecnologías variable, dependiendo de los sectores de consumo.

Atendiendo a estas consideraciones se supone un cierto incremento en la eficiencia energética de los consumos finales de sectores seleccionados a los efectos de posibles acciones de mitigación. Para ello se establecieron criterios generales sobre la evolución de indicadores agregados, tales como: intensidad energética, consumos específicos o la elasticidad del consumo de energía con respecto al indicador de actividad, con la hipótesis de que los mismos tendrán una evolución compatible con las tendencias históricas, las expectativas y el grado de saturación.

3.2.4 El comercio exterior de energía

De acuerdo con la tendencia evidenciada en la década del 90, es dable esperar que las empresas productoras de energéticos en el país persistan en su estrategia de exportación creciente de parte de sus respectivas producciones. A continuación se presentan dichas estrategias e hipótesis de exportación para cada una de las fuentes energéticas adoptadas para este escenario:

a) Petróleo y derivados

En un contexto de uso intensivo del gas natural, se espera que las empresas petroleras mantengan la tendencia actual de expandir sus actividades mediante la exportación de crudo, en tanto el comercio exterior de derivados seguirá siendo marginal y solo a los efectos de balancear la oferta con la demanda interna.

En la actualidad, los mercados externos para el crudo nacional son fundamentalmente Brasil y Chile. Se supone que en el largo plazo las exportaciones se destinarán principalmente a Chile y que el mercado brasileño dependerá cada vez menos de las importaciones de crudo.

La expansión de las actividades petroleras en el país, a pesar de las mejoras tecnológicas comentadas en el punto anterior, podría verse limitada por la internacionalización de las empresas petroleras argentinas que dividirán sus inversiones en exploración dentro y fuera del territorio nacional y su conocimiento de la situación real de los recursos últimos del país.

En este contexto, las exportaciones de crudo argentino podrían disminuir paulatinamente en función de los escenarios de demanda proyectados. Los escenarios de mayor presión sobre los requerimientos e petróleo y derivados implicarán la desaparición de las exportaciones en el mediano o largo plazo, ya que se requerirá un nivel de descubrimientos anuales superior a los registrados históricamente.

En consecuencia, de acuerdo a los resultados obtenidos de los escenarios analizados, las exportaciones de crudo alcanzarían los siguientes valores:

Exportaciones de Crudo (10^6 M3)

Año	ALTO	MEDIO	BAJO
1997	19,58	19,58	19,58
2004	11,00	17,00	12,70
2008	0	17,00	12,70
2010	0	0	2,90

b) Gas natural

El interés de las empresas petroleras en incrementar el ritmo de producción de sus yacimientos, junto a las mayores restricciones al venteo de gas, incentivará la búsqueda de nuevos mercados para el gas natural argentino, incluyendo las posibilidades de exportación a los países limítrofes. A su vez, el interés empresario se verá favorecido por la intención de las autoridades de promover la creación de mercados regionales sobre una base competitiva. Sin embargo y dado que cada contrato de exportación requiere una autorización oficial específica, el gobierno tendrá la oportunidad de testear la sustentabilidad de la dinámica empresaria en función de la evolución de las reservas de gas en el país.

Para el armado del escenario se tuvieron en cuenta los numerosos proyectos de exportación y se seleccionaron aquellos con mayores posibilidades de concretarse. Las exportaciones de gas adoptadas para el escenario alcanzan los siguientes valores:

Comercio Exterior de Gas Natural (10^9 M3)

Año	EXPORTACION	IMPORTACION
1997	0,72	1,69
2004	7,04	0
2008	18,09	0
2010	18,09	0

b) Electricidad

La regulación del sector eléctrico prevé dos tipos de intercambio de electricidad: ventas y/o compras con contratos firmes de abastecimiento e intercambios eventuales. Dentro de la primera categoría se encuadran la licitación internacional hecha por una empresa del Brasil para la compra de potencia firme en la Argentina.

En tanto esté garantizado el abastecimiento de gas natural para las centrales eléctricas a un precio competitivo, la estrategia de los generadores argentinos se orientará a expandir su negocio propiciando exportaciones en firme. Sin embargo, esa posibilidad deberá competir con la dinámica de las empresas petroleras locales en la exportación de gas, posiblemente asociadas con generadores del país importador, cuyas oportunidades de negocios se verían favorecidas con las importaciones de gas y restringidas con las importaciones de electricidad.

La capacidad disponible en la transmisión eléctrica entre los sistemas brasileño y argentino y la propia configuración de las redes nacionales podría actuar como limitante para las importaciones y exportaciones eventuales entre ambos sistemas. En general, este tipo de intercambios estaría vinculado a la disponibilidad de excedentes hidroeléctricos y serían mas importantes y frecuentes en Brasil que en Argentina, debido a la estructura del parque de generación brasileño y a su tamaño. Por lo tanto y salvo en situaciones esporádicas de fallas, cabe esperar que estos intercambios eventuales sean importaciones para el sistema argentino.

Para el armado del escenario se siguieron las pautas y estimaciones de la Secretaría de Energía, con un crecimiento paulatino hasta el 2008 y una estabilización a partir de dicho año. Los volúmenes de potencia estimados son:

Exportaciones de Electricidad (MW)

Año	BRASIL	CHILE	URUGUAY
2000	1000	0	0
2004	3500	1000	200
2008	5000	1000	200
2010	5000	1000	200

3.2.5 Evolución de la eficiencia energética

Sobre la base de lo pautado en el punto 1.1.2, el escenario de base de demanda final puede ser definido siguiendo alguno de los siguientes criterios: a) mantener constante el nivel actual de eficiencia energética, es decir, no incluir ningún mejoramiento en la eficiencia del uso de la energía en los usos finales (caso de eficiencia congelada, UNEP/RISO, Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment -Noviembre 1997, pág. 44/45) o b) incluir algún mejoramiento de eficiencia en los usos finales, asumiendo que las mejoras se van a producir en forma "natural", sin ninguna intervención específica en los mercados para promover dichas mejoras.

El escenario de eficiencia congelada no es un escenario realista, pues aún sin ningún tipo de intervención y esfuerzo para reducir los consumos de energía, la intensidad energética va a declinar simplemente como resultado del retiro de servicio de equipos antiguos y menos eficientes y su reemplazo por otros mas eficientes.

Resulta mas razonable plantear que el escenario de base supone el mantenimiento de una tendencia en lo referente al consumo de energía y, en especial, de los consumos específicos; la penetración de equipos mas eficientes vs. menos eficientes y acciones de uso racional de la energía que podrían esperarse sin ningún cambio de política.

Esta segunda alternativa podría asociarse a un abordaje denominado "escenario de eficiencia dinámica congelada" (UNEP/RISO - Op. cit.), que supone el retiro de equipamientos antiguos y su sustitución por modelos nuevos mas eficientes disponibles en el mercado, pero que no supone la introducción de nuevas tecnologías que aún no estén disponibles en el año base.

En el "escenario de eficiencia dinámica congelada" la intensidad energética media podría reducirse en el tiempo, dependiendo de la evolución de la estructura productiva y el rol de los diferentes sectores de consumo y, por supuesto, del nivel de eficiencia de nuevas tecnologías disponibles en el mercado.

El abordaje asociado al principio de eficiencia dinámica es el que se utiliza en este estudio para definir, caracterizar y fijar las pautas básicas del escenario de base de consumo final de energía. Mas adelante y en cada uno de los sectores se irán explicitando los criterios utilizados y, si es necesario, su justificación, definiendo cuales son las modificaciones esperables aún sin políticas de intervención.

3.2.6 Pautas referidas a cada uno de los sectores/actividades de consumo y abastecimiento

Las hipótesis adoptadas para cada sector de consumo serían las siguientes:

a) Sector Residencial

El sector residencial tiene una participación significativa en el Balance Energético Nacional, con una tendencia creciente en el período 1980-1998, alcanzando en este último año el 20% del Consumo Energético Final.

En cuanto a la estructura por fuente, el consumo se encuentra extremadamente concentrado en el gas distribuido por redes y la electricidad, al punto que entre las dos fuentes representan el 80% del consumo. La fuente que sigue, en orden de importancia, es el GLP aunque con una tendencia netamente decreciente.

Se constata un participación creciente de la electricidad en usos calóricos y por consiguiente de la fuente en general, lo que se manifiesta en una elasticidad (respecto de las variables explicativas) significativamente mayor que la de las otras fuentes. Sin embargo, dicho crecimiento se morigera por una mayor eficiencia en el uso iluminación, por la penetración de lámparas de bajo consumo, renovación de artefactos destinados a la conservación de alimentos y reducción de consumo de otros artefactos eléctricos.

Como consecuencia de cierta demanda energética insatisfecha crecerá la intensidad energética, tanto respecto de la población como al ingreso por habitante (aproximadamente un 20%).

Se señala que el consumo actual por habitante de este sector es casi un 30% superior al de 1986.

b) Sector Comercial y Público

La participación de este sector en el Balance Energético Nacional es relativamente escasa, aunque ha crecido entre los años 1980 y 1998.

Respecto de la estructura por fuentes, a igual que en el Sector Residencial, se encuentra concentrada en el gas y la electricidad. Existe también un consumo creciente de la electricidad en usos calóricos, por lo que la intensidad resulta mayor que en otras fuentes.

Se asume también una mejora en la eficiencia en los usos calóricos y eléctricos.

c) Sector Transporte

Este sector es el mas importante en cuanto a participación en el consumo final de energía, 36% del consumo final total del año base.

La estructura por fuente es muy variada ya que aunque predominan el gas oil y la gasolina, participan también el kerosene, gas distribuido en forma de GNC, electricidad y fuel oil.

Por otra parte y dada la fuerte responsabilidad de este sector en el consumo de energía y su contribución al volumen total de emisiones de GEI, se lo prefirió para profundizar el análisis de las posibles acciones de URE en el mismo. A continuación se indican las pautas del escenario para cada subsector de transporte:

I) Transporte de pasajeros urbano

El consumo energético de este subsector oscila alrededor del 30% del total del sector. Hasta mediados de la década mostró una tendencia creciente, impulsada por el crecimiento del parque de automóviles y su mayor intensidad de uso; sin embargo, a partir de 1996 se ha atemperado su participación y podría plantarse una cierta estabilidad y, aún, su regresión en la participación porcentual.

Los modos de transporte considerados son: automóviles particulares, taxis, colectivos urbanos, ferrocarril y subterráneos. Dentro de los automóviles particulares se encuentran incluidos los destinados al servicio de Remises, dada la imposibilidad de su identificación.

Los consumos, estimados por modos, ubican al automóvil particular con una participación de casi el 80%, con la gasolina como fuente preponderante, seguida por el gas oil y el GNC. La tendencia muestra una pérdida de participación de las gasolinas y un incremento tanto del GNC como del gas oil pero sobre todo de éste, como resultado de la política de precios relativos. (Por razones metodológicas los consumos de los automóviles particulares incluyen los traslados urbanos e interurbanos).

En segundo término se encuentran los colectivos urbanos -casi el 13% del consumo total del subsector). El consumo de los colectivos se concentra casi totalmente en gas oil.

Los taxis que usan gasolina, gas oil y GNC constituyen el tercer grupo, con casi el 7% del consumo de todo el sector , destacándose al GNC como la fuente principal.

El pequeño porcentaje restante del consumo total corresponde a los medios de vía única y transporte masivo -ferrocarril y subterráneo- que utilizan electricidad y gas oil como energéticos.

El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables. Los derivados de petróleo seguirán predominando; la penetración del gas natural permite un cierto grado de diversificación y conlleva un efecto positivo sobre las emisiones específicas del subsector; los modos de transporte masivo siguen jugando un rol relativamente marginal en los consumos energéticos subsectoriales.

II) Transporte interurbano de pasajeros

Los modos utilizados son: carretero (ómnibus interurbanos), ferroviario (ferrocarril) y aéreo (avión).

El consumo del transporte aéreo es el mas relevante (combustible jet), seguido del ómnibus interurbano y en tercer lugar el ferrocarril.

Este subsector muestra una tendencia -en la participación- creciente. No se prevé la penetración de nuevas fuentes.

III) Transporte de cargas

El transporte de cargas explica el mayor porcentaje del consumo de energía del sector (mas del 50%), con una participación creciente y volúmenes consumidos decididamente crecientes.

Los modos relevados son: carretero (camión de menos de dos Tn y camión de mas de dos Tn), ferroviario (ferrocarril) y fluvial y marítimo (barcos y barcazas). Se distinguen, en consecuencia, un total de cinco modos donde el mas importante es el transporte carretero en camiones de mas de dos Tn.

El transporte carretero es el mas importante, con mas del 95% del consumo subsectorial.

La estructura de las fuentes incluye: gasolina, gas oil y GNC. La tendencia muestra una pérdida de participación de las gasolinas y un incremento, tanto del GNC como del gas oil.

El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables y los derivados de petróleo siguen siendo dominantes.

IV) Pautas específicas para el sector

Ya se dijo anteriormente que el escenario de base no se define como un escenario estático, con el estado del arte congelado y sin ningún tipo de acciones de política sobre las decisiones del mercado. Por el contrario, se supone el mantenimiento de las tendencias del sistema en cuanto a desarrollo y difusión de mejoras técnicas, grado de penetración de diferentes modos, medios, fuentes y acciones tendientes a actuar sobre el transporte de personas y cargas en función de los problemas que deriven del mismo.

En tal sentido, las pautas definidas para el escenario de base suponen modificaciones importantes en relación a la situación de base, sobre todo en aspectos tales como:

- Sustitución entre modos
- Mejoras técnicas
- Penetración de fuentes

Para el primer aspecto se esperan modificaciones en el ámbito urbano, suburbano e interurbano, tales como un cierto incremento del transporte privado frente al público; incremento del tráfico de pasajeros en ferrocarriles urbanos, con menor participación de ómnibus; disminución del tráfico de pasajeros en ferrocarriles interurbanos; mantenimiento de la tendencia en la estructura de cargas.

En cuanto a las mejoras técnicas se supone una mejora entre el 15 y el 20% en el rendimiento de los motores de autos particulares y entre un 9 y un 15% para los taxis. Esto se lograría con sistemas de control electrónico de distribución y apertura variable de válvulas, sustitución de materiales, cambios automáticos de velocidad, transmisión electrónica, número de válvulas por cilindro, menor tamaño de los cilindros, reducción de fricción modificación de encendido, etc.

Dichas mejoras técnicas permitirán reducir el consumo específico entre un 8% en el año 2005 y un 15% en el año horizonte.
En general y siempre entre los años 2005 y 2010

- Los ómnibus mejorarían su consumo específico entre un 5 y un 15%
- Los ferrocarriles eléctricos entre 3 y 10%
- Los ferrocarriles diesel entre 4 y 13%

- Los subtes (electricidad) entre 13 y 20%
- Los aviones entre 7 y 15%
- Los camiones gasolineros entre 5 y 15%
- Los camiones gasoleros entre 3 y 10%
- Los camiones a GNC entre 5 y 15%
- Los camiones de >2Tn entre 2 y 7%
- Los ferrocarriles entre 4 y 12%
- Los barcos entre 2 y 5%
- Las barcazas entre 20 y 40%

La estructura del consumo por fuentes evoluciona en cada medio aumentando o disminuyendo su participación conforme al siguiente cuadro donde se hace constar el incremento porcentual de su participación:

FUENTE	AUTOMOVILES	TAXIS	FERROCARRIL
Gas Natural	+2	+2	0
Gasolinas	-6	0	0
Electricidad	0	0	+15
Gas Oil	+3	+8	-15

d) Sector Industrial

El consumo de energía final del sector fue el 31% del total, según el Balance Energético Nacional del año 1998. Esta participación fue de 30% en 1990. El crecimiento del consumo energético sectorial en el lapso 1990-1998 fue de 50%,a razón del 5,17% a.a.

Analizando la estructura de las fuentes energéticas consumidas en este sector se puede comparar la participación de las principales en los años 1990 y 1998

Fuentes	Año 1990	Año 1998
Electricidad	21,5 %	22,2%
Gas distribuido	48,6 %	48,7 %
Biomasa	12,7 %	17,8%

Se puede ver que la participación de la electricidad creció, la del gas se mantuvo y la de la biomasa aumentó 5 puntos porcentuales.

El consumo de electricidad en el subsector incluye tanto la generada en el servicio público como la autoproducida.

Para la simulación de este sector, el total de ramas (Código CIIU Revisión 3) fue agregado en dos módulos: Industrias Energointensivas (Papel, Química, Petróleo, Caucho y Plásticos, Minerales no Metálicos, Hierro y Acero) e Industrias No Energointensivas, que comprende el resto de las ramas.

Las Industrias Energointensivas explicaban el 58,5% del consumo energético sectorial y el 39% del valor agregado sectorial

El energético de mayor participación en la estructura de las fuentes energéticas es el gas natural, con mas del 48% El segundo lugar le corresponde a la electricidad,con el 22,2% considerando la suma de servicio público mas autoproducción. Corresponde señalar que, en función de los procesos productivos en uso, este sector es proclive a la cogeneración de vapor y electricidad.

De todas las variables explicativas analizadas, se seleccionó el Valor Agregado como la que tenía mayor significación sobre el consumo de energía.
En lo que respecta a la intensidad energética, se ha supuesto que se mantendrá en los mismos valores que en el año base

e) Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca

El análisis de este sector tiene interés desde el punto de vista nacional pero su consumo energético no es significativo para el ámbito metropolitano.

Aún a nivel nacional este sector tiene una muy limitada responsabilidad en el consumo de energía (alrededor del 6%), aunque mostró una tendencia creciente durante buena parte del período 1990-1998.

f) Sector No Energético

Corresponde al uso de energéticos como materia prima, principalmente en Petroquímica. Su grado de participación es muy bajo pero tiene un crecimiento importante a partir de 1990.

La estructura por fuentes del sector presenta una concentración del 90% en el uso de la gasolina y el GLP sobre las fuentes energéticas del sector. Las otras fuentes utilizadas son el gas distribuido y el gas de refinería.

g) Sector Consumo Propio

Como su nombre lo indica, este sector refleja el consumo de las industrias energéticas para su funcionamiento.

En cuanto a su magnitud absoluta este sector es el cuarto en orden de importancia, precedido por Transporte, Industria y Residencial, pero prácticamente duplica los consumos anuales de sectores tales como Comercio y Público y Agropecuario.

La estructura por fuentes muestra una concentración en gas natural, gas de refinería y fuel oil, electricidad y diesel oil. La fuente de mayor dinamismo es el gas natural que alcanzó una participación del 74% en 1998.

Se trata de un sector cuya demanda es netamente "derivada" del nivel de actividad del abastecimiento, es decir, de la demanda final de energía.

h) El Abastecimiento Energético

En este lugar se analizan las características que asumiría el abastecimiento de energía en el país en caso de darse el contexto definido en el Diagnóstico y que el comportamiento del consumo final sea el detallado en la sección anterior. Este análisis se realiza estudiando la evolución posible de cada una de las industrias energéticas por separado.

I) La Industria Eléctrica

De acuerdo con las consideraciones expuestas anteriormente, es dable esperar que los consumos domésticos de electricidad crecerán en forma sostenida hasta el año horizonte. A esta demanda deberá adicionarse los intercambios del comercio exterior de electricidad ya comentados.

Las importaciones de electricidad provendrán de la parte de generación hidroeléctrica por encima del 50% que le corresponde a Argentina en la represa de Yacyretá y a las importaciones eventuales del Brasil y del Uruguay. Las exportaciones, por su parte, responden a las hipótesis analizadas por

la Secretaría de Energía. Todo esto llevará a la necesidad de expandir la oferta de generación local. Aproximadamente entre el 5 y el 6% de los futuros requerimientos de energía podrían satisfacerse con autoproducción en el sector industrial y en el minero. Estos valores significarían una leve pérdida de participación de la autoproducción respecto de la registrada en el año base, que fue del 8%, ya que el contexto supuesto para el desarrollo del servicio público de electricidad -abundancia de oferta y precios competitivos- desalentaría la autoproducción y la restringiría a lo estrictamente justificable en términos del uso de residuos combustibles o actividades demasiado alejadas de las redes.

Para las proyecciones, la autoproducción se analizará conjuntamente con la demanda final, a fin de asociar su crecimiento a la evolución de los sectores productivos donde se realiza, así como también, asociarla con el tipo de combustible a utilizar.

La producción de energía eléctrica en las centrales del servicio público, por su parte, acompañará el crecimiento de la demanda pero a un ritmo atemperado gracias a la reducción supuesta en las pérdidas por el transporte y la distribución de energía. De esta manera, por ejemplo, si los requerimientos se incrementaran en un 81% entre 1998 y el año 2010, la generación eléctrica solo debería aumentar un 75% en el mismo período.

A pesar de este incremento de eficiencia en la industria eléctrica, que seguramente será encarado por las empresas distribuidoras, la dinámica de los generadores de electricidad supone la incorporación de importante capacidad en centrales térmicas e hidráulicas, aproximadamente hasta el año 2005. A partir de ese año se supone que la dinámica de expansión se mantendrá ajustada a la evolución de la demanda de electricidad. Esta hipótesis se basa en que las nuevas inversiones se definirán teniendo en cuenta que estas centrales deberán competir en el mercado con centrales de alta eficiencia, lo que tornará mas cautelosos a los inversores que lo que fueron cuando solo debían renovar el viejo parque de generación.

La estrategia supuesta de los generadores de electricidad será la de privilegiar la instalación de ciclos combinados de alta eficiencia por sobre cualquier otra tecnología -tanto para cubrir el aumento de la demanda como para reemplazar equipamiento que llegó al fin de su vida útil- lo que determinará un cambio profundo en la estructura de generación del servicio público de electricidad.

De esa manera, la estructura de las fuentes en el fin del período de análisis tendrá una participación menor de la hidro y de la nuclear y mayor participación de los combustibles fósiles, que serán casi totalmente gas distribuido.

Sin embargo, no debe dejar de señalarse que el aumento de la eficiencia de los nuevos equipos de generación térmica redundará en el atemperamiento de la demanda de gas, lo que aliviará la presión sobre las reservas de este combustible.

II) La industria del gas

La demanda interna de gas natural crecería en forma sostenida, pero no a igual ritmo en los distintos sectores de consumo. Las exportaciones de gas, que en el año base representaban el 17% de la demanda crecerán fuertemente, sobre todo a partir del año 2005, hasta llegar al 35% en el 2010.

Dado que la expansión de la demanda no sería uniforme en todos los sectores de consumo, se producirían cambios estructurales en la composición sectorial, sobre todo por la participación de las centrales eléctricas que crecerá de manera mas acelerada que los otros sectores.

Sobre la base de la demanda esperada de gas se puede estimar la evolución de la producción bruta nacional de gas natural, teniendo en cuenta factores como la reducción del venteo, la extracción de hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural, el consumo propio de la industria del gas y la reducción de las pérdidas de transporte y distribución.

En cuanto al impacto de la expansión esperada de la producción de gas sobre las reservas, en el Anexo IV.

se transcribe parte del estudio citado de la SE (Prospectiva 99). Dicho estudio prevé el descubrimiento de 510 miles de MMm3 hasta 2010, año en que las reservas llegarán a 1319 miles de MMm3 de gas.

A partir de estas hipótesis se calculó la relación Reservas/Producción como indicador del horizonte temporal de la actividad bajo las condiciones vigentes cada año, que irá decreciendo gradualmente desde un valor de 20 años en el año base hasta un valor de 10 en el 2010.

Por lo tanto, la posibilidad de consolidar en el futuro una estrategia de abastecimiento energético que gire entorno del uso intensivo del gas natural dependerá del esfuerzo realizado en la exploración de las cuencas sedimentarias dentro del territorio nacional y del éxito alcanzado en estas tareas.

En consecuencia, la posibilidad de consolidar en el futuro una estrategia de abastecimiento energético que gire entorno del uso intensivo del gas natural dependerá del esfuerzo realizado en la exploración de las cuencas sedimentarias dentro del territorio nacional y del éxito alcanzado en estas tareas.

III) La industria petrolera

La tasa de crecimiento del consumo de derivados del petróleo se espera que sea inferior a la del nivel de la actividad económica, por lo que la participación de aquellos y la intensidad energética irá perdiendo importancia al aproximarse al año horizonte.

Desde el punto de vista de la capacidad de refinación se prevé que hará falta la instalación de otra refinería poco antes del fin del período, de unos 12000 m3/día operativo; en el año base, la capacidad de destilación atmosférica era de 36,2 millones m3/año, equivalente a 109.700 m3/día operativo.

La producción anual de petróleo será la máxima posible en cada año atendiendo a que la curva prevista prevé un máximo de 51 millones de m3/año en el 2004, a partir del cual comenzaría a declinar. De este modo, la variable de ajuste pasó a ser la exportación de petróleo. Sin embargo, la exportación debería interrumpirse a partir del 2009 por terminarse los excedentes.

Dado que se ha supuesto que las empresas petroleras argentinas privilegiarán sus inversiones en el exterior, en el contexto de su estrategia por inernacionalizar sus actividades, se estimó que el ritmo de incorporación de nuevas reservas petroleras en el país alcanzaría los 44,4 millones de m3 anuales, un 15% por encima de los promedios históricos.

La disponibilidad del recurso petrolero argentino, junto con la exigencia de mantener una relación Reserva/Producción de 10 años, limitaría las posibilidades de expansión de la producción de crudo nacional, a pesar de la gran dinámica que mostraron las empresas privadas en los últimos años.

IV) Los consumos de Energía Primaria

El funcionamiento del sistema energético argentino supone un crecimiento del consumo de energía primaria en el período de análisis a una tasa del 3,6% anual acumulativa, con un ritmo ascendente después del año 2004, acompañando las tendencias que ya se habían observado en los consumos finales de energía.

La expectativa de un uso mas intensivo del gas en todos los sectores de consumo, incluyendo la generación eléctrica, contribuiría a acentuar el proceso histórico de sustitución del petróleo y sus derivados.

El uso intensivo del gas en las centrales eléctricas afectaría también la participación de las fuentes renovables, del combustible nuclear y del carbón. Dentro de la categoría de fuentes renovables se incluyen la hidroelectricidad -en franca regresión- y la energía eólica, con escasa penetración en la generación eléctrica en pequeños sistemas aislados.

Las fuentes de biomasa, tales como los residuos agroindustriales, se consumen en el sector industrial. Su participación se mantiene estable, ya que dicha actividad tendrá una fuerte expansión, similar a la del conjunto del sistema energético.

Además de los cambios de estructura en el consumo de energía primaria, un punto a destacar es el incremento que se produciría en la eficiencia del abastecimiento energético, entendiendo por tal a la relación entre el consumo final de energía en el país y el correspondiente consumo de fuentes primarias para abastecerlo.

Como ya se explicó anteriormente, se espera un incremento de la eficiencia en los próximos años, basado en la renovación del parque térmico convencional, la reducción de pérdidas de transporte y distribución y la disminución del venteo de gas en yacimientos.

A pesar de este aumento de eficiencia, tanto en el consumo final como en el abastecimiento, se incrementaría levemente la intensidad de uso de fuentes primarias hacia el año 2010, luego de mejorar en el año de corte, en términos de la cantidad de energía primaria consumida por unidad de PBI, debido, principalmente, al cambio en la estructura del PBI.

Síntesis de las pautas formuladas para cada uno de los sectores de consumo y de abastecimiento

En el Cuadro que sigue se sintetizan las pautas e hipótesis básicas del Escenario de Base, atinentes tanto al consumo como al abastecimiento de energía.

SECTOR	VARIABLE	PAUTAS
	Consumo	
Residencial	Consumo de Energía por Habitante	• El consumo evoluciona en base al PBI por habitante • Se incrementa la intensidad energética suponiendo demanda insatisfecha • El consumo total es función de la población proyectada§ • Crecen los consumos eléctricos a una tasa mayor que los consumo calóricos, manteniendo la tendencia histórica • En los usos calóricos se incrementa la participación del Gas Natural en desmedro del LPG y Kerosene
Comercial y Público	Consumo de Energía por unidad de PB	• El consumo evoluciona en base al PBI • Mejora la intensidad energética sectorial • El consumo total es función de la evolución del nivel de actividad • Se incrementan los usos eléctricos • En los usos calóricos, se incrementa la participación del Gas Natural en desmedro de GLP, Kerosene y Gas Oil
Transporte	Consumo total sectorial	• El sector se desagrega en pasajeros y carga • El consumo evoluciona en base a población y nivel de actividad sectorial • Se incrementa la intensidad de uso en función del PBI/hab y el Valor Agregado Sectorial • Cuando existe competencia entre fuentes, ganan participación el Gas Oil y el GNC en desmedro de las Gasolinas. • Mejora la eficiencia de todo el parque

SECTOR	VARIABLE	PAUTAS
	Consumo	
Agricultura, Silvicultura y Pesca	Consumo de Energía por unidad de V.A.	• El consumo evoluciona en base al V.A. • La intensidad energética evoluciona en función de la tendencia histórica • Se incrementan la participación de Electricidad y Gas Oil • Disminuye la participación de Biomasa
Industrias Energo Intensivas	Consumo de Energía por unidad de V.A.	• El consumo evoluciona en base al V.A. • La intensidad energética evoluciona de acuerdo a la estructura sectorial • Se incrementan la participación de Gas Natural y Otras Fuentes Primarias • Disminuye la participación del resto de las fuentes
Industrias No Energo Intensivas	Consumo de Energía por unidad de V.A.	• El consumo evoluciona en base al V.A. • La intensidad energética evoluciona de acuerdo a la estructura sectorial • Se incrementan la participación de Gas Natural y Electricidad • Disminuye la participación del resto de las fuentes

SECTOR	VARIABLE	PAUTAS
	Abastecimiento y Centros de Transformación	
Centrales Eléctricas de Servicio Público	Equipamiento y Generación	• Incorporación de equipamiento ya definido de acuerdo a información brindada por operadores • Equipamiento adicional en base a Ciclos Combinados de Alta Eficiencia • Nueva generación basada en Gas Natural y Gas Oil ante eventuales faltantes de Gas • Mejora del Factor de Utilización • Mejora de Eficiencia media del Sector • Mantenimiento de norma de despacho
Autoproducción y Cogeneración	Equipamiento y Generación	• Mantenimiento de los niveles de Autoproducción • Mejora de eficiencia térmica • Incremento de generación hidroeléctrica • Mantenimiento de combustibles • Inexistencia de Cogeneración adicional en el Escenario Base
Pérdidas de Transmisión y Distribución	Valores Porcentuales	• Disminución de 2 puntos de las pérdidas en el Sistema Eléctrico • Mantenimiento del nivel de pérdidas en el sistema de Gas Natural
Centros de Gas	Nivel de capacidad	• Crecimiento en base a requerimientos de la demanda final • Mantenimiento de estructura de gases • Mantenimiento de regla de despacho
Refinerías	Nivel de Capacidad y Estructura de Oferta	• Incremento de capacidad y estructura de acuerdo a evolución del mercado interno • Mantenimiento de regla de despacho • Mantenimiento de intensidad y eficiencia
Venteo de Gas Natural	Valores porcentuales	• Reducción del venteo al mínimo técnico de acuerdo a normativa de la Secretaría de Energía
Producción de Petróleo	Volumen de producción anual	• Nivel de producción en base a requerimientos del mercado interno y exportación • Definición de volúmenes máximos de producción en función de evolución de reservas
Producción de Gas Natural		• Nivel de producción en base a requerimientos del mercado interno y exportación

SECTOR	VARIABLE	PAUTAS
	Abastecimiento y Centros de Transformación	
Producción de Gas Natural	Volumen de producción anual	• Definición de volúmenes máximos de producción en función de evolución de reservas
Reservas	Evolución de reservas totales	• Evolución de incorporaciones de acuerdo a demanda de mercado y estimaciones de recursos últimos
Comercio Exterior	Volúmenes anuales	• Fijación de volúmenes de comercio exterior de Gas Natural y Electricidad de acuerdo a estimaciones y aprobaciones de la Secretaria de Energía • Estimación de volúmenes de comercio exterior de petróleo en base a evolución de consumo y reservas
Otras Renovables	Volúmenes anuales	• Mantenimiento de la tendencia histórica

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes a este escenario, serán cuantificadas en la segunda etapa de este trabajo, al simularse la evolución del sistema.

De acuerdo con los resultados del Inventario de Emisiones de Gases con Efecto Invernadero (GEI), los gases que se contabilizan son: CO2, CH4, N2O, NOx y CO.

Las emisiones más importantes en el sistema energético argentino corresponden al CO2 que, además, es el gas que presenta las mayores tasas de crecimiento de sus emisiones

3.3 | Escenario Alternativo

3.3.1 Introducción

Este escenario, al contrario del escenario de base, supone la implementación de opciones y acciones de URE que servirán para mitigar las emisiones de GEI en el ámbito territorial del país y en el área metropolitana. La organización de las industrias energéticas y el interés de los operadores permanecería inalterable, si bien la estrategia para el desarrollo de sus negocios debería adecuarse al nuevo contexto definido por las políticas oficiales para mitigar el cambio climático.

Sin embargo, es necesario destacar que estaría fuera del alcance de este trabajo hacer un análisis profundo sobre los mecanismos que deberían usarse para modificar las decisiones descentralizadas de los agentes privados hacia una menor emisión de GEI. Por lo tanto, los resultados esperados deberán interpretarse como la contribución que podría hacer la Argentina a la mitigación del cambio climático si las políticas de mitigación y/o de URE se implementaran y tuvieran éxito.

Las opciones propuestas se encuadran en los resultados del escenario Socioeconómico de crecimiento medio (FIEL Medio).

La simulación del funcionamiento del sistema energético se basará en algunas hipótesis generales sobre aspectos clave que determinarían la conducta esperada de los agentes frente a las políticas oficiales de mitigación. Estas hipótesis se refieren a:

- los sectores y/o actividades en las que se concentrarían los esfuerzos de mitigación
- el contexto internacional en el cual se insertarían las políticas de mitigación adoptadas
- la política de precios internos de los energéticos
- el impacto sobre el comercio exterior de productos energéticos

3.3.2 Los sectores analizados

A nivel de uso final de la energía, en todos los sectores de consumo es posible implementar medidas de Uso Racional de la Energía y Opciones específicas de Mitigación para reducir los consumos de energía y , por lo tanto, las emisiones de GEI.

En el documento entregado en primer término, dedicado a analizar extensamente el tema del URE, se explicitaron tanto las medidas de URE aconsejables como las recomendaciones para poder llevarlas a cabo.

No obstante, en esta sección se ha considerado pertinente centrar el esfuerzo en el Sector Transporte (el de mayor consumo y responsabilidad en la mayor emisión de GEI) y en el Sector del Abastecimiento de Energía Eléctrica (que es el de mayor consumo de combustibles en el propio sector energético).

En el caso del sector transporte, el Escenario de Base ya suponía una mejora en los rendimientos energéticos de los vehículos, tal como lo indica la tendencia que siguen la industria automotriz internacional y sus filiales locales.

En consecuencia, en función de las ventajas aparentes de una mayor penetración del GNC, se adoptó dicha acción de sustitución como la alternativa de mayor viabilidad.

Teniendo en cuenta el plazo del período de proyecciones (horizonte en el año 2010), se descartaron los vehículos:

- Eléctricos a batería o a hidrógeno
- A hidrógeno en combustión interna
- Los híbridos
- El motor Wankel
- Los que utilizarían GLP
- Los que utilizarían mezclas GNC-Gas Oil en motores diesel

En consecuencia, con criterio realista y dado los alcances del estudio, se privilegiará, dentro de posibilidades también realistas, el uso del GNC en motores a explosión y la adopción en vehículos de transporte de pasajeros (minibuses y colectivos) de motores especialmente diseñados para usar GNC (Bravo Victor, "Opciones Técnicas de uso Eficiente de la Energía en el Sector Transporte de Cargas y Pasajeros", setiembre 1999).

En lo que se refiere a actividades relacionadas con el abastecimiento, las opciones de mitigación no pueden basarse en una mejora de la eficiencia energética, habida cuenta del alto rendimiento que tendrán en el futuro las centrales térmicas. Por ello, la búsqueda se orientó hacia tecnologías libres de emisiones de GEI, tales como la generación hidráulica y la eólica, así como también al papel que podría jugar la cogeneración.

En las restantes industrias energéticas, si bien los supuestos del Escenario de Base dejan poco margen para incrementar la eficiencia energética, se ha supuesto la posibilidad de reducir las emisiones fugitivas asociadas a la producción, transporte y distribución de gas natural.

Como zona gris entre consumo y abastecimiento se incluye la opción de Cogeneración, alternativa de abastecimiento localizada especialmente en el sector industrial.

3.3.3 La cogeneración

Este punto ya fue desarrollado en la Sección 2.3 del CAPITULO 2, Políticas de URE. Solo resta agregar que esta posibilidad será tenida en cuenta en la simulación de este escenario.

3.3.4 El contexto internacional

La preocupación por la concentración de GEI en la atmósfera y la decisión de limitar las emisiones en el ámbito internacional se irán consolidando en los próximos años, con independencia de la decisión de los países en desarrollo para instrumentar o no acciones de mitigación dentro de sus respectivos territorios.

En consecuencia y tanto desde el punto de vista de las presiones en los mercados internacionales de las "commodities" como en la disponibilidad de tecnologías más limpias, no se pensó en diferencias importantes con las hipótesis adoptadas para el escenario de base.

En el caso del mercado internacional del crudo, la evolución del precio dependerá del éxito de las medidas para reducir la quema de combustibles fósiles en los principales mercados consumidores y del tipo de instrumentos que se utilicen para promover este tipo de conductas.

Si la reducción del consumo alcanzara magnitudes significativas habría una presión hacia la baja del precio. Sin embargo, una baja pronunciada en los precios del crudo y sus derivados podría llegar a esterilizar los esfuerzos para reducir su consumo y promover el uso de nuevas tecnologías.

En tal situación, recurrir a instrumentos de política orientados al mercado, como el "carbón tax", por ejemplo, introduciría una fuerza de sentido opuesto sobre los precios, cuya resultante dependería de la magnitud de ambos fenómenos. En todo caso, cabría esperar que para los consumidores finales el precio de los derivados mantuviera su valor o fuera aún superior.

Pero para los productores de petróleo la situación sería bien distinta. En primer lugar, ciertos productores tratarán de mantener las cantidades producidas, aún a costa de sacrificar precio. La sobre-oferta, en conjunción con el encarecimiento relativo de los derivados de petróleo respecto de los energéticos sustitutos, podría presionar sobre el precio internacional del crudo. El efecto de este tipo de medidas orientadas al mercado impactaría fundamentalmente sobre los productores de petróleo disminuyendo la renta petrolera.

Si bien es cierto que los costos de la actividad aún permiten un amplio margen para este tipo de maniobras, cabría esperar un menor dinamismo en la industria petrolera, especialmente en las inversiones en exploración en las cuencas mas riesgosas.

En función de estas consideraciones se ha supuesto que el nivel de precios internacional del crudo sería similar al calculado en el escenario de base.

3.3.5 Los precios internos

Ya se dijo que los escenarios propuestos preveían que la intervención gubernamental en los mercados energéticos sería la menor posible para asegurar el éxito de las políticas de mitigación y conviene recalcar que ello constituye una de las hipótesis fundamentales de este escenario. Esto significa que los precios internos mantendrán su alineamiento con los valores internacionales por lo que mantienen su validez todos los comentarios que se hicieron en el punto anterior sobre la situación internacional, salvo para aquellos combustibles y sectores en los cuales la implementación de medidas de URE y de opciones de mitigación supone desarrollar una política de precios específica.

En particular, la dinámica exploratoria dentro del territorio nacional podría verse aún mas afectada que en el escenario de base. Mas allá del perjuicio que esta situación pudiera ocasionar a las empresas del sector, el abastecimiento de los requerimientos domésticos de crudo y derivados no se vería comprometido gracias a la disminución que las acciones de URE producirían en los niveles de demanda interna.

En el caso particular de los derivados de petróleo destinados al sector transporte, la política de precios debería orientarse a motorizar las hipótesis realizadas con respecto a la penetración del GNC. Es de esperar, en consecuencia, que los precios del gas oil serían superiores a los supuestos en el escenario de base, por vía de una política impositiva específica.

Desde el punto de vista del desenvolvimiento de la economía, una disminución en la facturación petrolera no afectaría ni la financiación del sector público ni sería determinante en el monto total de las exportaciones argentinas.

Si bien la demanda interna de gas natural bajaría como consecuencia de las acciones de mitigación, en su calidad de combustible mas limpio que los derivados de petróleo podría tener una mayor valorización relativa. Sin embargo, estas diferencias no podrían ser sustanciales para no obstaculizar los procesos de sustitución.

En el mercado eléctrico, por su parte, las centrales térmicas seguirán definiendo el precio, a pesar de la incorporación de centrales con tecnologías libres de emisión de GEI. Por lo tanto, el precio de la electricidad en el mercado mayorista seguiría ligado a la evolución del precio del gas para centrales. Precisamente el éxito de una política de diversificación de la generación de electricidad dependerá de que se encuentren los mecanismos adecuados para equilibrar para equilibrar la ecuación económica de los generadores frente a los mayores costos de inversión.

3.3.6 El comercio exterior de energía

Como hipótesis simplificativa se supone que los proyectos de exportación de gas natural y electricidad no se verían afectados significativamente por las políticas de URE y de mitigación.

3.3.7 Opciones de Mitigación

Ya se adelantó al comienzo de esta sección que las opciones de mitigación analizadas se concentran en los sectores de transporte y en el propio sector de abastecimiento.

3.3.8 Medidas de URE

Serán tenidas en cuenta las propuestas en el documento citado, ya entregado anteriormente, así como también las presentadas en el Capítulo 2.

3.3.8.1 Análisis por sectores

En lo que sigue se describen las hipótesis y acciones supuestas -sólo las que difieren de las del escenario de base- para cada sector y su justificación.

3.3.8.2 Sector transporte

Las políticas de URE en este sector (que incluyen las opciones de mitigación) toman como referencia las pautas definidas en el escenario de base, donde se mantienen las tendencias del sistema en cuanto a desarrollo y difusión de mejoras técnicas, grado de penetración de diferentes modos, medios y fuentes y acciones destinadas a actuar sobre el transporte de personas y de cargas en función de los problemas que deriven del mismo.

Las políticas para este escenario se orientarán a profundizar los diferentes cambios esperados en el sector y a incluir acciones adicionales. Ambos aspectos suponen una intervención explícita para orientar los consumos de energía hacia el ahorro de energía y, por consiguiente, conseguir una disminución de las emisiones de GEI.

Se trata, entonces, de estimar el impacto sobre el consumo de energía y sobre la emisión de gases de una política que acentúe el uso del GNC tanto en los medios donde ya se usa (autos particulares, taxis, remises y utilitarios de menos de 2 Tn) como muy especialmente en los colectivos y, en menor medida, en omnibuses de media y corta distancia y en utilitarios de 2 a 4 Tn.

En todos los casos el GNC se consumirá en motores a explosión, tanto utilizando convertidores para pasar de motonaftas a GNC como en motores diseñados específicamente para emplear GNC.

Para facilitar la mayor penetración del GNC en el Escenario Alternativo se ha supuesto modificar la estructura de precios relativos con medidas que equivalgan a elevar la relación: (lt de gas oil/m3 GNC) de 1,4 a 1,9. Esto se lograría mediante un incremento en los impuestos al gas oil y/o gravando la com-

pra y/o importación de vehículos diesel y otorgando créditos fiscales, si correspondiera, a los usuarios del sector agropecuario y del sector transporte de cargas y público de pasajeros.

Los parques y consumos energéticos de los medios ferroviario, subterráneo, aéreo y acuático serán similares en ambos escenarios. Esto implica que la sustitución entre medios será similar tanto en escenario de base como en el alternativo.

3.3.8.3 Sector abastecimiento de energía

Las centrales eléctricas concentran actualmente la mayoría de las emisiones originadas en las actividades asociadas al abastecimiento de energía. El resto se produce por las emisiones fugitivas y la quema de combustibles para satisfacer los requerimientos energéticos de la industria petrolera y gasífera (consumo propio del sector energético).

Dada las características del escenario alternativo, corresponde concentrar el análisis en el desarrollo de alternativas ahorradoras de energía y no emisoras de GEI.

3.3.8.3.1 Las alternativas en la industria eléctrica

En términos muy generales existirían para la industria eléctrica tres tipos diferentes de opciones de mitigación:

- sustituir los combustibles fósiles por otras fuentes energéticas en la generación de electricidad
- mejorar la eficiencia conque se queman los combustibles fósiles
- reducir las pérdidas de transporte y distribución de electricidad

La reducción de las pérdidas de distribución, que habían alcanzado valores excesivamente altos en la década del 80 es un objetivo explícito de las distribuidoras eléctricas para mejorar su ecuación económica. De hecho, algunas de las distribuidoras mas importantes del país obtuvieron logros muy importantes en la consecución de ese objetivo.

En la medida que el propio interés económico de las empresas las impulsa en ese camino, no parecería necesaria ninguna intervención explícita de los poderes públicos para lograr una mayor eficiencia en el sistema de distribución, mas allá de haber fijado un tope del 14% de pérdidas para la fijación del nivel de tarifas eléctricas de las empresas privadas.

Sobre la base de estas consideraciones se estimó que la reducción de las pérdidas de distribución se alcanzaría naturalmente en el escenario de base, con los logros detallados en las pautas de ese escenario y que no requerirían medidas adicionales para promover tal trayectoria.

a) Generación hidráulica

El recurso hidroeléctrico teórico del país, calculado sobre la base de los caudales y las pendientes en las cuencas hidrográficas nacionales, fue estimado en 170 TWh/año, aunque también se estima que solo serían técnicamente aprovechables 130 TWh/año. De este potencial solo se encuentra aprovechado el 25% por lo que podría afirmarse que la elección de la estrategia de abastecimiento eléctrico por parte de los generadores privados tiene bases estrictamente económicas y no está condicionada por la falta de recurso.

Del inventario de aprovechamientos hidroeléctricos que podrían construirse en el país no hay duda que los mas ventajosos pertenecen a la Cuenca del Plata. Estos aprovechamientos fueron objeto de numerosos estudios tecnoeconómicos en el pasado pero, los cambios producidos en la organización de la industria eléctrica en 1992 variaron sustancialmente los parámetros de decisión para invertir en su construcción.
Solo algunos de estos proyectos fueron revisados atendiendo al nuevo contexto definido por la reforma de la industria eléctrica, estudios que, en general, produjeron un cambio en los parámetros básicos de las centrales, no solo de las técnicas constructivas que podrían disminuir los tiempos y

costos de construcción, sino también en los niveles de empuntamiento de las centrales y su capacidad para producir energía secundaria.

Atendiendo a estas consideraciones se seleccionaron como mas viables dos proyectos de la Cuenca del Plata, ambos emplazados en tramos internacionales de los ríos y que, por lo tanto, serían compartidos con los países limítrofes respectivos. A ellos se agregaron un conjunto de proyectos de menor capacidad ubicados en diferentes provincias.

Aún cuando los proyectos internacionales requerirían de un acuerdo específico entre los países involucrados para viabilizar su construcción, éste no sería un obstáculo insalvable en el marco de la integración energética creciente en el MERCOSUR. De hecho, los eventuales socios (Paraguay y Brasil) han dado sobradas muestras de mantener el mismo interés que en el pasado por la construcción de los emprendimientos.

Sin embargo, debería cambiarse el tipo de acuerdo usado en el pasado en obras de este tipo, que incluían responsabilidades económicas y garantías asumidas por los Estados para fijar las reglas de juego generales a las que deberían atenerse los inversores privados encargados de realizar y operar estas obras, en un contexto de organización y regulación de la industria eléctrica que no es homogéneo en los diferentes países.

En síntesis, las posibilidades de incrementar la generación eléctrica en el Escenario Alternativo se basarían, a los efectos de este estudio, en la construcción de las siguientes centrales:

PROYECTOS HIDROELECTRICOS

PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA TOTAL (MW)	EMA (GWh/año)
Chubut	Río Carrenleufu-Cierre Frontera	80	420
Chubut	Río Carrenleufu-Cierre La Elena	100	649
Chubut	Jaramillo	24	81
Chubut	La Caridad	42	257
Chubut	Puesto Bustos	115	561
Chubut	Río Hielo	50	327
Corrientes (***)	Garabi (Argentina-Brasil)	900	3750
Corrientes	Elevación cota Yacyretá	1000	3504
Mendoza	Potrerillos	130	565
Mendoza	Río Tunuyan Los Blancos I	324	800
Mendoza	Río Tunuyan Los Blancos II	144	380
Misiones	Río Paraná - Corpus	2880	19000
Neuquen	Río Neuquen - El Chihuido I	852	2600
Neuquen	Río Neuquen - El Chihuido II	300	1233
Neuquen	El Chaniar	25	155
Neuquen (**)	Collon Cura	376	1492
Neuquén-Rio Negro(*)	Río Limay-Cierre Senillosa	101	520
Neuquen - Río Negro	Río Limay - Michihuao	621	2869
Río Negro (*)	Río Negro - Cierre Villa Regina	173	1053
Río Negro (*)	Río Negro - Cierre Allen	170	1101
Río Negro (*)	Río Negro - Cierre Mainque	174	1150
Río Negro (*)	Río Negro - Cierre Roca	168	1030
Salta	Las Maderas	30	125
San Juan	Punta Negra	60	296
San Juan	Caracoles	123	545
San Juan	Río San Juan - El Tambolar	70	343

Referencias:
(*) Tienen impactos sobre el medio ambiente natural y humano a nivel local
(**) No cuenta con el aval y apoyo de la provincia
(***) Inunda una importante superficie de tierras fértiles, altamente productivas, que se encuentran en producción. Se considera el 50% de la potencia y energía.

Resulta entonces que la capacidad de equipamiento hidroeléctrico adicional sería de 9032 MW para el año horizonte.

Como resultado de la incorporación de este equipamiento, la estructura de la generación entre el escenario de base y el alternativo cambiará sustancialmente.

La importancia de estos cambios se apreciará plenamente cuando se presenten y comparen los resultados de ambos escenarios.

b) Generación Eólica

Como es sabido, la Argentina cuenta con un importante recurso eólico, especialmente en la zona patagónica donde actualmente existen experiencias de instalación de aerogeneradores conectados a la red del servicio público. En general, estas experiencias fueron realizadas por cooperativas eléctricas que, si bien están conectadas al sistema nacional o regional, reciben la energía del mercado con altos costos de transporte.

Para este estudio se realizaron estimaciones de potencial desarrollo eólico a partir de documentación y reuniones con representantes de la Cámara de Generadores Eólicos, quienes brindaron una amplia información sobre los potenciales de instalación esperados y la evolución de los costos asociados a las distintas alternativas.

Se supuso que en el escenario alternativo estas tecnologías tendrían una mayor difusión en el futuro, pero restringida a las áreas donde el recurso es mas abundante y a los pequeños centros aislados. Para el abastecimiento de los grandes centros de consumo se optó por opciones hidroeléctricas de generación masiva. Sin embargo, se consideró la interconexión al Sistema Interconectado Nacional, a los efectos de evacuar la energía que el Sistema Patagónico no podría absorber.

Sobre esta base se supuso que la generación eólica podría alcanzar una potencia instalada adicional de 1915 MW, conforme al siguiente detalle

	Potencia MW	**Inversión $/Kwi**	**Año de Ingreso**
Chubut	60	840	2001
	300	800	2003/06
	200	750	2007/10
Santa Cruz	100	780	2003/10
Buenos Aires	20	900	2001
	300	800	2002/06
	200	750	2007/10
La Pampa - Río Negro - Neuquén	25	900	2001
	250	800	2002/10
La Rioja	30	900	2001
	200	800	2002/10
Otras Provincias	30	900	2001
	200	800	2002/10

La viabilidad de que estas hipótesis se conviertan en realidad depende de un conjunto de supuestos, entre los que se destacan los siguientes:

- Efectivización de la interconexión del Sistema Patagónico antes del año 2003
- Existencia de Subsidios Nacionales de acuerdo a lo establecido en la ley recientemente aprobada.
- Existencia de Subsidios Provinciales que se adicionen a los Subsidios Nacionales para mejorar la competitividad de la tecnología.
- Una tendencia, tal como se muestra en el Cuadro, a la disminución de los costos de inversión.

El empleo de esta tecnología permitiría conseguir ahorros de hasta un 7% en el año horizonte.

3.4 | Argumentos de apoyo al Escenario Alternativo

En la segunda etapa de este trabajo se explicitarán las similitudes entre el escenario B (5,2% de crecimiento de la demanda de electricidad) del Estudio Prospectiva 99 de la SE de la Nación con el Escenario Alternativo.

ANEXO 1

El corte prolongado de los servicios en el área de EDESUR y sus enseñanzas

El mencionado incidente se inició en la madrugada del 15 de febrero de 1999 cuando se produjo un incendio en la importante Subestación Azopardo 2 , que afectó a dos cables de alta tensión en esa instalación recién inaugurada y que, según los primeros cálculos, dejó sin servicio a alrededor de 200.000[74] usuarios del macrocentro de la ciudad de Buenos Aires y de varios barrios contiguos a dicha zona. También se vieron afectados los servicios de agua, semáforos y al menos una de las líneas de subterráneos, provocando un caos en esa parte de la ciudad.

Lo primero que puede señalarse, en el nivel técnico, es que la empresa no disponía de planes de contingencia para enfrentar episodios de este tipo [75]. Esto se evidenció tanto por el hecho de que mediante algunas medidas precautorias usuales el episodio hubiera podido evitarse, como por el tiempo que transcurrió hasta restablecer plenamente el servicio a todos los afectados. Si bien los servicios se fueron restableciendo progresivamente, para una parte significativa de los usuarios el corte tuvo una duración de diez días.

Es cierto que cualquier instalación está sujeta a fallas intempestivas que son difíciles de evitar. Sin embargo, las empresas prestadoras de servicios públicos esenciales deberían tener diseñadas sus instalaciones y disponer de planes de contingencia de forma tal que los efectos de estas fallas afecten lo menos posible a los consumidores y, además, tener personal suficientemente entrenado como para solucionar rápidamente las fallas producidas.

Aún en un marco de desinformación pública sobre las características y causas de la falla producida en la subestación Azopardo 2, pareciera que la empresa EDESUR ha tenido deficiencias en ambos aspectos.

En lo concreto, el incendio de la subestación Azopardo 2 dejó sin suministro eléctrico a otras subestaciones de la red, lo cual indica claramente que las mismas carecen de alimentación alternativa. En un área tan densamente poblada como la ciudad de Buenos Aires no puede admitirse una red radial en lugar de una trama mallada que asegure abastecimiento alternativo a las diferentes áreas de la ciudad.

74 En una comunicación periodística posterior de la empresa se indica que el número total de usuarios afectados fue de 156000.

75 Uno de los consultores técnicos que fue convocado por las autoridades indico a los medios periodísticos que el "...tipo de operaciones {que se estaba realizando en la subestación Azopardo 2] no es para nada común y se trata de un trabajo meticuloso y muy importante como para hacerlo con una guardia escasa.....[además la empresa] no tenía plan de contingencia para esa tarea especial, ni para una emergencia general" (Diario La Nación 25/2/1999)

Los técnicos de la empresa deberían conocer estos criterios elementales de diseño de redes en la prestación de servicios esenciales. Es difícil con la información disponible saber a ciencia cierta si el error es producto de la impericia del personal que diseñó las alimentaciones o si primó el criterio económico de la empresa.

En cualquier caso, son evidentes las dificultades que tuvieron los técnicos de la empresa para solucionar la falla una vez producida. Buena parte de estos problemas parecen derivarse del tipo de política empresaria empleada, cada vez más frecuente en las actividades de los servicios públicos privatizados, que muestra una tendencia a desprenderse de especialistas propios y contratar con terceros servicios que son esenciales a la calidad de su prestación.

De hecho, durante el período en que duró el apagón, la empresa intentó descargar parte de su responsabilidad, señalando que la falla se produjo por deficiencias en los materiales provistos por Pirelli y/o en el trabajo realizado por sus contratistas[76].

Lo ocurrido deja dudas sobre la eficacia de los mecanismos adoptados para garantizar la capacidad técnica de los concesionarios de las redes eléctricas. La reglamentación vigente sólo pone condiciones iniciales para acceder a la concesión como operador de la red, pero no existe ninguna auditoría sobre la evolución de la capacidad técnica de la empresa que detenta la concesión por un período de 99 años.

En este episodio, a la desorientación de la empresa para solucionar rápidamente la falla, se sumó la dependencia de los organismos de control de las explicaciones empresarias sobre lo sucedido y sobre la forma de solucionarlo.

Otro de los rasgos destacables de este episodio fue la falta de información clara a la población. No existió información fehaciente sobre las causas y la naturaleza del incidente. Por otra parte las reiteradas promesas públicas de la empresa con respecto a los plazos de restablecimiento del servicio eran desmentidas permanentemente por la realidad. Al mismo tiempo, la población y especialmente los afectados tuvieron que asistir al desconcierto oficial. Funcionarios públicos nacionales del más alto nivel llegaron a plantear incluso la posibilidad de quitarle concesión al EDESUR, cuando en realidad, de acuerdo con declaraciones del Secretario de Energía, las condiciones previstas para que caduque la concesión se verificarían si las multas aplicadas a la empresa superaran el 20% de la facturación[77].

En suma, el episodio puso en evidencia el desconcierto oficial acerca de cómo tratar la situación, e incluso existieron fuertes cuestionamientos de legisladores del partido gobernante a la actuación del Ente Regulador, no quedando claro si el ENRE tiene entre sus misiones la de inspeccionar este tipo de obras a fin de prevenir situaciones de esta naturaleza[78].

De acuerdo con las declaraciones oficiales, la información recibida por el ENRE fue cambiante y queda la sospecha que se ocultó la verdadera magnitud del siniestro. Lo cierto es que el ENRE no estaba en condiciones de auditar con personal propio las instalaciones dañadas y las soluciones que se fueron intentando a lo largo de los días de apagón no dieron resultado y, finalmente, tuvo que recurrir a especialistas externos.

76 En una entrevista periodística, el gerente técnico de EDESUR al ser consultado sobre las causas de la falla expresó: "La situación nos tiene muy sorprendidos y no nos podemos imputar las falencias en la ejecución de la obra". Es decir que, de acuerdo con esa interpretación, la empresa pretendía desentenderse de los controles técnicos de calidad al recepcionar la obra. (Diario Clarín 21/2/1999)

77 Diario Ambito Financiero 25/2/99.

78 Ver artículo del Diario La Nación del día 24/2/99 titulado "Las críticas al Ente Regulador unieron a oficialistas y opositores".

A este respecto cabría preguntarse si no es necesario que el ENRE cuente con más especialistas propios que pudieran intervenir en casos de fallas graves para monitorear las decisiones de las empresas y evitar que las fallas se prolonguen en el tiempo.

De hecho, pasaron 5 días hasta que el Ente Regulador hiciera público un comunicado oficial informando a la población de lo ocurrido en la estación transformadora Azopardo, a pesar que en el mismo expresa que "desde el primer momento, el ENRE atendió en forma constante y permanente los requerimientos de información de los medios de comunicación y de las asociaciones que nucleran a consumidores y usuarios" [79].

Más allá de que corresponda o no al ENRE realizar la supervisión y control de las obras ejecutadas por los concesionarios, cosa que no quedó totalmente clara luego de este episodio, existieron imputaciones donde se señala que el ente no cumplió con sus funciones de control y sanción en ocasiones anteriores al hecho analizado. En particular en un artículo periodístico se menciona un informe de la Auditoría General de la Nación donde se mencionan reiteradas faltas de la distribuidoras metropolitanas que no fueron debidamente sancionadas por el ENRE e indicando que "...esas irregularidades están indicando serias fallas de control por parte del Ente Regulador.." y que "..existe una baja y tardía acción sancionatoria ...sobre todo en los casos en los que las distribuidoras alegan interrupción del servicio por casos fortuitos o de fuerza mayor" [80].

También se plantearon serios problemas para definir y acordar los montos de penalización que le correspondían a la empresa como consecuencia del prolongado corte en los servicios. La primera actitud de la empresa fue la de negarse a pagar cualquier tipo de multa o de resarcimiento a los usuarios por los incalculables perjuicios causados, tratando de eludir su responsabilidad. A este respecto asimismo una marcada desinformación y una gran desorientación por parte de los usuarios, al menos asta la difusión de la Resolución 292 del ENRE [81] donde se indican los criterios para indemnizar a los clientes por los daños causados.

Ante la mencionada resolución, EDESUR planteó que no estaba dispuesta a pagar multas extraordinarias y que solo aceptaría aquellas que están previstas en el contrato de concesión y, en función de ello, presentó un recurso de reconsideración, al mismo tiempo que intentaba pagar a los usuarios un resarcimiento considerablemente menor que el dispuesto en aquella resolución [82].

Pasado ya un año desde el corte de servicios analizado 14.626 usuarios aun reclaman la compensación que, de acuerdo con la resolución del Ente regulador debía pagarles la empresa. Por su parte, representantes de la empresa aseguran que la misma ha pagado 70 millones de pesos en concepto de 'bonificaciones y resarcimiento". Es decir que la empresa terminó aceptando la penalización extraordinaria impuesta [83] pero, en medio de un largo proceso de disputas una parte significativa de los usuarios siguen esperando una compensación necesariamente parcial por los daños que les causara aquel corte prolongado de servicios.

Pero, más allá de la crónica de los hechos, el mencionado episodio provocó un importante debate sobre la forma en que se realizaron los procesos de privatización de los servicio públicos y sobre la eficacia de los organismos de control creados por el proceso de reforma para garantizar la calidad de los mismos y una real protección de los intereses de los usuarios que deben enfrentar el accionar de los monopolios privados.

79 Diario Clarín 20/2/99. En dicho comunicado expresa también que las inspecciones necesarias serán llevadas a cabo con la asistencia técnica del Instituto de investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata.

80 Diario Clarín 21/2/99.

81 Ver, por ejemplo, Diario Página 12 ejemplar del 26/2/99.

82 Ver por ejemplo, Diario El Cronista 10/3/99; Diario Clarín 7/3/99 y 30/3/99

83 Que se estimó en alrededor de 90 millones de pesos.

Uno de los principales artífices del proceso de reforma energética opina que este tipo de hechos podrían evitarse introduciendo más competencia en el mercado, aunque no deja de señalar que el ENRE debe ser más estricto en la aplicación de las penas y que debería haber una mayor vigilancia pública sobre el propio ente [84]. Sin embargo, no hace referencia al hecho de no haber previsto la posibilidad de este tipo de situaciones en el contrato de concesión o al elevado umbral de penas dispuesto dentro del mismo para que opere la caducidad de la concesión.

Al margen de tales olvidos, importa destacar que el enfoque que se recomienda desconoce la existencia de diferencias intrínsecas en las características del tipo de servicios comercializados. Los eventuales déficits de oferta en un mercado, podrían ser superados recurriendo al mercado internacional en algunos casos, a bienes sustitutivos o atrayendo nuevos oferentes por el encarecimiento del producto o servicio faltante.

Nada se dice en dicho enfoque sobre la duración de los períodos de desequilibrio o escasez de oferta y sobre su impacto en la vida cotidiana y en el desarrollo de la actividad económica del área afectada. Es precisamente la magnitud de estos impactos lo que establece diferentes categorías económicas entre los bienes y servicios comercializados.

La experiencia de EDESUR muestra claramente que la electricidad pertenece a un tipo o categoría de servicio que no admite desequilibrios prolongados en su provisión, aún cuando en términos económicos los plazos sean relativamente cortos (varios días). Estos bienes o servicios, cuya provisión debe ser garantizada con continuidad, son los denominados esenciales y su provisión no puede quedar librada al libre juego de la oferta y la demanda, como proponen los defensores del nuevo esquema.

Por tanto la propuesta de incrementar los niveles de competencia en la provisión de electricidad aparece como una estrategia especialmente distante a la búsqueda de solución efectiva para este tipo de situaciones.

La implementación de esa estrategia significaría permitir a los consumidores comprar la electricidad a otro comercializador. Sin embargo, ningún comercializador de electricidad podría haber garantizado el efectivo abastecimiento a los consumidores ante una falla en la red de distribución, como sucedió en esta oportunidad.

Mientras las redes de distribución físicas, sean indispensables para el abastecimiento de electricidad, el servicio de distribución tiene necesariamente las características de un monopolio natural no disputable. Es decir que, desde el punto de vista de los castos, no existe una manera más eficiente de proveer el servicio que a través de una única empresa. En consecuencia, la solución para evitar este tipo de problemas en el futuro pasa por la regulación y el control antes que por la profundización de la competencia.

Para analizar el desempeño del Ente Regulador en el marco de lo acontecido con motivo del corte prolongado de EDESUR es importante remarcar que el esquema planteado por la reforma descansa sobre la eficacia del incentivo económico para promover decisiones empresarias acertadas. Desde esta óptica, la reducción de los costos en la provisión del servicio (inversiones, mantenimiento de las instalaciones, capacitación de los recursos humanos) es contrapesada por las sanciones y multas si se viola la calidad comprometida en la provisión del servicio. Esto implica que las decisiones empresarias no son auditadas ni controladas, salvo por sus resultados, en lo que podría denominarse un "control ex post".

84 Ver nota de ex Secretario de Energía Carlos Bastos, titulado "Hay que promover mayor competencia" en Buenos Aires Económico del 25/2/99.

No cabe duda que una falla de la profundidad y duración de la que se produjo en la red de área de concesión de EDESUR ha causado un perjuicio económico grave en la empresa distribuidora. Sin embargo, el análisis del episodio sugiere dos tipos de interrogantes: a) las multas y sanciones previstas en los contratos guardan relación con el perjuicio social y económico que un corte de esta naturaleza ocasiona a los consumidores? y b) alcanza con la amenaza de sanciones severas o deben tomarse también otras acciones preventivas?

Las estimaciones de la empresa sobre los montos de indemnización que debía pagarle a sus clientes distaban mucho de cualquier cálculo que se realizara sobre el perjuicio económico sufrido por los consumidores. Esto estaría indicando que las señales enviadas a la empresa por la regulación y los compromisos contractuales vigentes no fueron suficientes como para evitar el grave episodio ocurrido.

Podría argumentarse que la empresa tomó decisiones equivocadas y que ningún marco legal puede evitar con seguridad que los actores del sistema tengan conductas irresponsables como la que pareció evidenciarse en este caso. Sin embargo, cuando el daño emergente de tales comportamientos es tan importante como para amenazar de modo tan importante la calidad de vida de la población, deberían extremarse las acciones preventivas.

A este respecto, el ENRE, tan vapuleado en el transcurso del suceso analizado, se encuentra en una encrucijada difícil de superar. En primer lugar, no tiene autoridad para realizar un control ex ante sobre las decisiones de las empresas prestadoras del servicio [85] y, en segundo lugar, su personal técnico es insuficiente para realizar ese tipo de taras. Como prueba de esta situación debe recordarse lo señalado con respecto a la dependencia de Ente Regulador respecto de las explicaciones empresarias sobre lo ocurrido y la forma de solucionarlo, al mismo tiempo que la necesidad de recurrir a especialistas externos para evaluar las responsabilidades del suceso.

Por último la experiencia analizada llama a la reflexión sobre la estrategia adoptada por la empresas en lo que se refiere a terciarización de una amplia gama de trabajos con la finalidad de disminuir sus costos de inversión y de operación y mantenimiento. Esta estrategia ha llevado a muchas empresas de servicios públicos a desprenderse de personal altamente calificado cuya experiencia no parece haber sido reemplazada adecuadamente a través de los mencionados mecanismos de contratación. En cualquier caso, son evidentes las dificultades que tuvieron los técnicos de la empresa para solucionar la falla una vez producida.

85 En particular, entre los aspectos que se señalaron como causas del episodio de EDESUR se incluyen las demoras en la ejecución de las inversiones y también la inconveniencia de adoptar un esquema radial en la conformación técnica de la red

ANEXO II

Breve análisis de la fijación de precios de las naftas en nuestro mercado [86]

A partir de las últimas reuniones mantenidas entre la Secretaría de Energía de la Nación y las principales empresas productoras y refinadoras de petróleo, surgió una primer diferencia de principios, acerca de la formación de los precios de los derivados del petróleo en Argentina.

La Secretaría establece que estos deberían reflejar la evolución del precio internacional del crudo, por lo tanto una disminución y/o aumento de éste debería verse reflejado en los precios de las naftas y del gas-oil.

Sin embargo, las refinadoras afirman que nada las obliga a vincular los precios internos de los combustibles con los del petróleo, y que ellas referencian los valores del mercado interno con los de los mismos productos a nivel internacional.

Si efectivamente este principio fuera ejercido por las empresas, el valor de las nafta super en el mercado local debería ser al menos un 11% mas bajo que actual. Esta conclusión surge del siguiente análisis:

1 Fijación de precios de la nafta super utilizando el criterio de la paridad con el precio cif de la nafta super importada

Cuadro Nº 1
Precio de la Nafta Super en Buenos Aires
Diciembre 1999

	U$S/lt
Costo Total Final en Planta incluyendo el Beneficio empresarial para MNS/SP	0.3087
ITC	0.4865
Flete Planta-EESS	0.005
Costo Total en EESS (con impuestos):	0.8002
Margen del Estacionero	0.1148
Ingresos Brutos	0.0324
IVA Estacionero	0.0968
Precio de Venta al Público	1.0442

Fuente: Elaboración propia IDEE/FB con datos de la Secretaría de Energía

86 Se sigue aquí el artículo PORQUÉ AUMENTA EL PRECIO DE LA NAFTA? del Ing. Nicolás Di Sbroiavacca - Profesor Adjunto del Instituto de Economía Energética, asociado a Fundación Bariloche - publicado en El Informador energético en el mes de abril de 2000.

Cuadro Nº 2
Precio de la Nafta Super en Buenos Aires a paridad internacional

	U$S/lt
Costo Total Final en Planta considerando la importación de la MNS/SP	0.2173
ITC	0.4865
Flete Planta-EESS	0.005
Costo Total en EESS (con impuestos):	0.7088
Margen del Estacionero	0.1148
Ingresos Brutos	0.0288
IVA Estacionero	0.0768
Precio de Venta al Público	0.9292

Diciembre 1999
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

En el Cuadro Nº 1 se presenta el modo en que se forma el precio actual de la nafta super, partiendo de un precio en Planta de despacho de las refinadoras de 0,3087 [87] U$S/lt, el cual se traduce en un valor promedio para el consumidor de la ciudad de Buenos Aires de 1,044 U$S/lt.

Por su parte, en el Cuadro Nº 2 se observa el valor que debería tener la nafta super en Buenos Aires, si se utilizara como precio final en planta el valor CIF de la nafta super importada desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Este último valor fue dado a conocer por la Secretaría de Energía en su nuevo Boletín de precios de los combustibles líquidos, presentado el 3 de febrero de 2000.

El valor CIF de la nafta super importada, puesto en planta de despacho, es de 0,2173 [88] U$S/lt o sea 0,0914 U$S/lt más barato que producirlo localmente, esto significa que producirlo localmente cuesta un 42% más caro que importarlo.

Si se aplicara el principio de vincular los precios internos con los valores del mismo producto a nivel internacional, el precio de la nafta super al consumidor debería disminuir en 0,1148 U$S/lt (1,044 - 0,9292 U$S/lt). Para este cálculo se utilizó como hipótesis que el dueño de la estación de servicio recibe idéntico margen de venta, ya sea vendiendo nafta importada o aquella producida localmente. Por otra parte el ITC (Impuesto a la Transferencia de los Combustibles) es un valor fijo y establecido por Resolución de la Secretaría de Energía en 0,4865 U$S/lt.

Estos "pocos centavos" que hoy cuesta de más la nafta super local, con respecto a la importada (0,1148 U$S/lt), si se multiplican por el volumen de ventas anuales de nafta super que se registran en el país, implica un monto de 423 millones de dólares al año.

Esto claramente significa que el consumidor local esta teniendo que pagar unos 400 millones de dólares al año por encima de lo que debería estar pagando por dicho producto, si efectivamente el mercado local de combustibles fuera más transparente y abierto a la competencia.

Cabe destacar, que este monto sólo corresponde a la nafta super. Si se efectuara un análisis similar con la nafta común y el gas-oil, seguramente este valor sería sensiblemente mayor, ya que la Secretaría de Energía en su reciente boletín de precios informó, que la nafta común importada en condiciones CIF es 0,05 U$S/lt más barata que la producida localmente, y en el caso del gas-oil también importarlo sería más barato en alrededor de 0,05 U$S/lt.

87 Dicho valor fue obtenido del Boletín de Combustibles de la Secretaría de Energía, publicado el 3 de febrero de 2000.

88 Este valor se obtuvo del Boletín de Combustibles de la Secretaría de Energía, publicado el 3 de febrero de 2000. El valor 21,73 ¢U$S/lt se compone de los siguientes rubros: FOB USA Golfo de la nafta super: 19 ¢U$S/lt, Flete Marítimo: 1,5 ¢U$S/lt, Alije: 0,3 ¢U$S/lt, Mermas 0,1 ¢U$S/lt, Seguro 0,05 ¢U$S/lt, Inspección: 0,03 ¢U$S/lt, Costo de Carta de Crédito: 0,1 ¢U$S/lt, Despacho y Aduanas: 0,1 ¢U$S/lt Almacenamiento 30 días: 0,55 ¢U$S/lt.

A partir de los dos cuadros presentados se concluye que el valor actual de la nafta super podría ser de 0,9292 U$S/lt si esta se importara, en vez de 1,044 U$S/lt, o sea un 11% más barata que en la actualidad. Por lo tanto, si efectivamente las refinadoras establecieran los precios internos en base a la paridad de importación, deberían reducir el precio de la nafta super en un 11%.

2 Fijación de precios de la nafta sper utilizando el criterio de la evolución de los precios del crudo

Por otra parte, resulta interesante analizar el real impacto del precio del crudo sobre el precio final de la nafta super, para poder así concluir si efectivamente, ante un aumento o disminución del precio del crudo (por ej.: del 10%), el precio de la nafta super también debería incrementarse o disminuir en idéntico porcentaje. Para abordar el tema, resulta útil analizar los principales rubros que componen el precio del nafta super y su importancia relativa.

Cuadro Nº 3

MOTONAFTA SÚPER SIN PLOMO (MNS/SP)		
	U$S/lt	U$S/bbl
Precio del Crudo en Puerta Destilería:	0.1674	26.60
Costo del Transporte hasta Destilería:	0.0037	
Costos Procesamiento, Almac., Despacho:	0.0352	
Flete de Destilería a Planta de Despacho:	0.004	
Costo de Manejo dentro de la Planta:	0.0134	
Costo Total en Planta (sin impuestos):	0.2237	
Costo Total Final en Planta incluyendo el Beneficio empresarial en la MNS/SP	0.3087	
ITC	0.4865	
IVA Petrolera (debito)	0.0648	
Costo Total en Planta (con impuestos):	0.8601	
Margen del Estacionero y Flete hasta la EESS	0.1198	
Ingresos Brutos	0.0324	
IVA Estacionero	0.0968	
Precio de Venta al Público	1.0442	

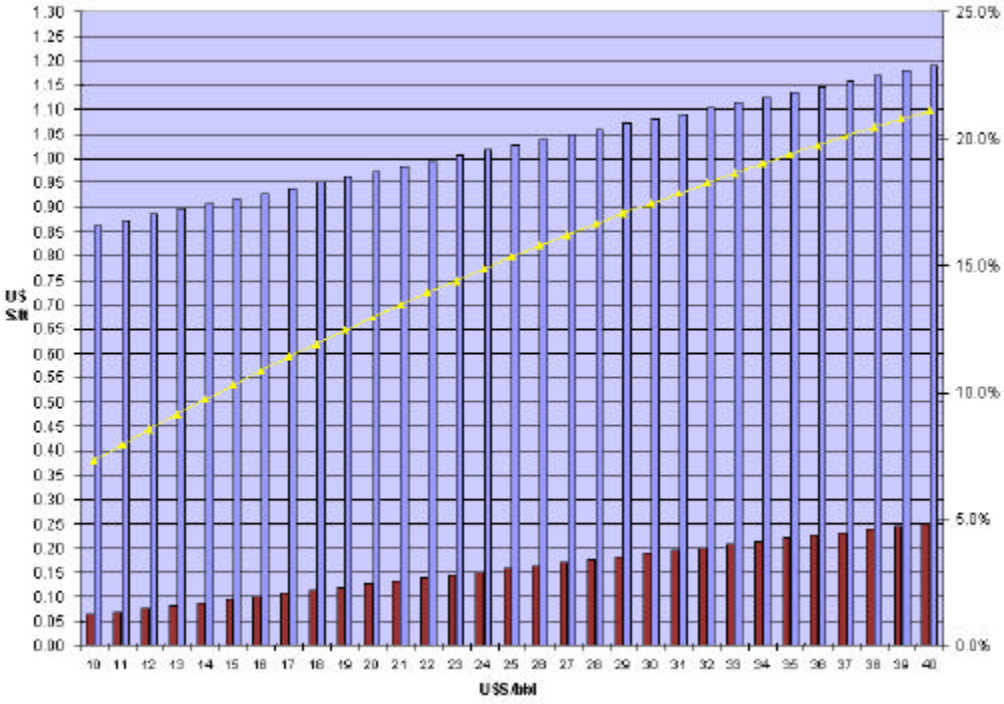
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y datos propios

En el Cuadro Nº 3 se presenta el valor actual de mercado de la nafta super y la composición de dicho precio. Como hipótesis de partida se utilizó un precio para el crudo argentino, en boca de pozo, de 26,6 U$S/bbl (recordemos que si bien el WTI presenta actualmente cotizaciones superiores, el precio del crudo local sufre algunos descuentos sobre el precio del "marcador", debido a cuestiones de calidad).

Como consecuencia de esta estructura se observa que sobre el precio en surtidor, la componente impositiva representa el 59%, el margen del estacionero (denominación que identifica al titular de la Estación de Servicio en la jerga) y fletes el 11%, el precio del crudo en boca de pozo el 16%, los beneficios del refinador el 8% y los costos del refinador el 6%.

Es importante destacar que el peso del costo del crudo sobre el precio final de la nafta super es variable, ya que frente a un incremento del valor del petróleo no necesariamente los demás costos se modifican, por lo tanto cuanto más alto sea el precio del crudo mayor será su incidencia sobre el precio final de la nafta. Esto último se aprecia en el gráfico que se presenta a continuación, el cual fue realizado con datos obtenidos a partir de un modelo especialmente desarrollado para medir el impacto del precio del crudo sobre el precios de la nafta super:

Gráfico Nº 1
Evolución del Precio de la Nafta Super en función del Precio del Crudo



Fuente: Elaboración propia

En el eje de las ordenadas de la izquierda se encuentra el valor en U$S/lt de la nafta super, representado por las barras azules, mientras que en el eje de las ordenadas de la derecha se representa el valor porcentual del impacto del precio del petróleo en boca de pozo sobre el precio final de la nafta super, representado con una línea, mientras que las barras oscuras corresponden al precio en U$S/lt del crudo.

A partir del gráfico se aprecia que el precio del crudo representa un 7,5% del precio de la nafta, cuando el petróleo se cotiza a 10 U$S/bbl. Teniendo en cuenta este valor para el crudo, la nafta debería tener un precio de 0,85 U$S/lt en el surtidor. En el otro extremo, cuando el barril de crudo se encuentre a 40 U$S/bbl, su impacto sobre el precio de la nafta super sería del 21% y el precio de ésta al consumidor de casi 1,2 U$S/lt.

Teniendo en cuenta que en promedio, desde Junio de 1999 a Enero del 2000, el precio del crudo argentino en boca de pozo se incrementó en un 60% (de 16,5 U$S/bbl a 26,5 U$S/bbl), el precio de la nafta super debería haberse incrementado de 0,934 U$S/lt (valor obtenido a partir del modelo con un barril a 16,5 U$S) a 1,043 U$S/lt (valor correspondiente a un barril de 26,5 U$S), o sea un aumento de alrededor del 12%.

Esto demuestra, efectivamente, que un incremento en el precio del crudo, no necesariamente debe significar igual alza porcentual en el precio de la nafta super, ya que si bien el petróleo es el principal insumo para la producción de derivados, no es el único costo a tener en cuenta dentro de la función de producción de la nafta, por lo tanto su impacto no implica un elasticidad unitaria.

En otras palabras, esto indica que es lógico concluir que ante un incremento de los precios del crudo, el incremento en el precio de la nafta super esté bastante por detrás del aumento del precio del petróleo.

Hoy en Argentina se llegó a ese límite, a partir de los incrementos ya registrados en el precio de la nafta super. Si los precios del petróleo descendieran, como estiman los analistas y la propia OPEP, y se estabilizan alrededor de los 26 U$S/bbl, esto implicaría que en Argentina el costo promedio del crudo en boca de pozo pasaría a ser de 24 U$S/bbl, lo que implicaría que la nafta super debería disminuir, costando 1,016 U$S/lt.

Finalmente, cabe destacar que el precio de la nafta super que se obtuvo, a partir de la aplicación del modelo, es consecuencia directa de las hipótesis realizadas sobre los costos y beneficios del refinador. En consecuencia, este modelo sirve para demostrar que no todos los incrementos que se observen en el precio del petróleo deben ser trasladados en su totalidad al precio de los derivados, ya que éste es sólo una parte del costo total en surtidor de cada derivado. Por lo tanto, el modelo no avala la formación actual de precios, sino que trata de representarla y simularla.

3 Conclusiones

Se observa que a partir de ambos métodos, ya sea fijar los de precios utilizando el criterio de la paridad del precio de importación o con el criterio de la evolución de los precios del crudo, en Argentina se ha llegado a un techo en el precio de la nafta super.

Es un objetivo central, que debe proponerse la Secretaría de Energía, el de lograr que dichos precios no sigan aumentando, sobre todo si los precios del crudo disminuyen en el corto plazo, más aún, deberían ir disminuyendo.

Se observó que de aplicarse el criterio de la paridad del precio de importación, el precio de la nafta super en surtidor en la Argentina, debería disminuir en un 11%, con el consecuente ahorro por parte de los consumidores de unos 423 millones de dólares al año.

Para alcanzar este objetivo, la Secretaría de Energía debería dar pasos concretos hacia el logro de la eliminación de las barreras a la entrada de derivados desde el exterior, que actualmente existen en el país, posibilitando de este modo una real competencia en el mercado, lo que traerá aparejado un "sinceramiento" de los costos por parte de las refinadoras.

Una vez lograda esta mayor transparencia en la formación de precios de los derivados, a lo largo de toda la cadena de generación de valor agregado, el criterio a utilizar para la actualización de los precios internos de los derivados, debería ser, el método de ajuste con la evolución del precio del crudo. La utilización de este método, como quedó demostrado, no implica realizar un incremento o diminución de los precios en el surtidor de igual proporción que el que eventualmente pueda presentar el precio del petróleo.

Por su parte la Ciudad de Buenos Aires posee una injerencia mínima en el diseño de política, en cambio puede hacer uso del derecho del consumidor denunciando estas prácticas oligopólicas.

Como conclusión final repetimos que el poder de las empresas petroleras se origina en su estructura oligopólica integrada verticalmente, además de la posesión de las bocas de expendio - ellas fijan las condiciones para las concesiones o directamente son los titulares de las estaciones de servicio -. Por lo tanto facilitar la importación de derivados no solucionaría el problema, el elemento sobre el que se sustenta la política de precios de los derivados es estructural. Otros países contrarrestan esta situación - ya que las multinacionales están en prácticamente todos los países - con una empresa estatal fuerte, que juega como actor en el mercado local; o bien con uno estricto de la competencia (en estos casos las empresas nunca llegan a tener la concentración del mercado argentino).

- Boletín de Precios de Combustibles de la Secretaría de Energía. 03/02/2000.
- Informe de Coyuntura del Sector Energético, de Junio 1999 a Diciembre 1999.
- Carta Petrolera, de Junio de 1998 a Febrero 2000

ANEXO III

Las Opciones Técnicas Alternativas de uso improbable a escala comercial en Argentina hasta el año 2010 [89]

Se trata de vehículos de Bajas, Ultrabajas y Cero emisiones (LEV, ULEV, y ZEV o Low, Ultralow and Zero emssion vehicles).

Existen en etapa de experimentación o demostración diversos tipos de vehículos cuya principal característica es generar durante el uso una menor emisión de contaminantes (HC, CO, NOx) comparados con los vehículos de combustión interna que emplean combustibles fósiles. A continuación se realiza una revisión de las principales tecnologías, aspectos económicos, y estado de desarrollo y difusión.

Se debe tomar en cuenta que la denominación de vehículos de baja o nula emisión hace referencia a las emisiones durante el uso y no toma en cuenta las emisiones que podrían generarse durante otras etapas del ciclo de vida de la tecnología o de la cadena del combustible. Estos vehículos utilizan energéticos menos contaminantes y que tienen el potencial de ser generados en forma limpia a través de fuentes renovables de energía (hidroelectricidad, hidrógeno) y metanol.

Las dificultades para su incorporación al mercado no están relacionadas únicamente con el costo de la tecnología sino que también se deben a la carencia de una infraestructura de recarga de energéticos (hidrógeno), a cuestiones técnicas (menor potencia, autonomía limitada, menor espacio disponible, etc.) y a la percepción que el usuario tiene de estas cuestiones. Todas estas tecnologías están en etapa de desarrollo y demostración, con la excepción de algunos vehículos eléctricos de pequeño porte y baja autonomía que se comercializan desde hace algunos años para aplicaciones muy específicas en los Países Desarrollados.

Vehículo eléctrico (baterías + motor eléctrico)

Estos vehículos están clasificados como vehículos de emisión cero (ZEV) ya que utilizan un motor eléctrico que funciona en base a la energía eléctrica almacenada en un banco de baterías.

Las baterías utilizadas son en general de Plomo-Acido o de Niquel-Hidruro Metálico. Las baterías plomo-ácido son las menos costosas, mientras que otras tecnologías de almacenamiento apuntan a reducir el peso y aumentar la performance. La densidad de almacenamiento de energía de una batería plomo-ácido es unas 400 veces menor que la de la gasolina. Por esta razón un vehículo particular típico requiere unas 30 baterías. Esto incrementa el peso del vehículo en forma apreciable (un auto eléctrico puede pesar unos 400kg más que uno convencional) y requiere generar un balance entre el tamaño, peso, costo, y la autonomía del vehículo.

89 Este punto fue preparado especialmente para el estudio citado "Opciones Técnicas de uso Eficiente de Energía en el Sector Transporte de Cargas y Pasajeros", por el Lic. Gustavo Nadal de Fundación Bariloche.

Cada batería plomo-ácido cuesta alrededor de $300 y tiene una vida útil de entre 16.000 y 40.000 km. Estas baterías son sensibles al congelamiento de su electrolito líquido y presentan productos contaminantes que deben ser dispuestos en forma adecuada. Además requieren un mantenimiento mínimo cada algunas semanas para reponer el agua perdida.

La autonomía de un auto eléctrico varía entre 90 y 240km dependiendo del modelo y del la modalidad de uso, unas tres veces menos que la correspondiente a un auto convencional. La autonomía se ve reducida por factores tales como la carga del vehículo, altas velocidades, pendientes pronunciadas, bajas temperaturas y el uso de equipamiento auxiliar (aire acondicionado, limpiaparabrisas, etc.). La reducción de autonomía combinada por estas causas puede llegar a ser hasta del 50%.

La emisión de ruido es muy inferior a la de un vehículo convencional y la eficiencia de conversión de energía es mayor, aunque no alcanza a compensar su menor densidad energética (la relación de eficiencias entre el vehículo eléctrico y el de gasolina es cercana a 2,7:1).

La recarga completa de un vehículo con baterías plomo-ácido dura entre unas 6 a 10 horas. Por esta razón el sistema de recarga se localiza donde el vehículo estará estacionado por un largo período de tiempo. Nuevas tecnologías permiten reducir este tiempo a entre 1 y 4 horas pero aún existen limitaciones debido al daño que pueden sufrir las baterías por una carga rápida. La recarga debe realizarse en un lugar ventilado y no puede efectuarse en forma completa a bajas temperaturas. La recarga se puede realizar en forma conductiva o inductiva. La conductiva utiliza una conexión eléctrica estándar similar a la de cualquier electrodoméstico, mientras que la inductiva transmite la potencia a través de un campo magnético. También existen cargadores rápidos y de bajo voltaje. Un cargador típico cuesta entre $2.000 y $3.000.

El costo del vehículo depende de la autonomía requerida, el tipo y la cantidad de baterías. Un vehículo particular tiene un costo de entre $20.000 y $40.000. El costo comparativo de la electricidad con la gasolina (por unidad de energía) es entre 1:4 a 1:3 veces mayor.

Algunos usos típicos actuales de los vehículos eléctricos son: uso interno en ciertas instalaciones como ser aeropuertos y plantas industriales, despacho de mercaderías, y viajes cortos con recorridos fijos.

Uno de los factores críticos que influirán en el grado de difusión del vehículo eléctrico se relaciona con el desarrollo de nuevos sistemas de almacenamiento de energía que permitan bajar costos, aumentar la autonomía y reducir el peso y el volumen de los sistemas. Las tecnologías más prometedoras aún se hallan en etapa de investigación y desarrollo.

Existen diversos modelos de autos producidos por Dodge, Ford, General Motors, Honda, Hyundai, Nissan, Plymouth, Toyota, Solectria, y Bombardier. En general estos vehículos no están disponibles para la venta al público pero se comercializan en diversas empresas para fines de demostración o se entregan bajo el sistema de leasing.

Vehículo a hidrógeno/combustión interna

Esta tecnología quema hidrógeno en forma directa en un motor de combustión interna. El hidrógeno puede ser almacenado a bordo en forma de gas comprimido o de líquido. Tanto el almacenamiento a un menor costo y con mayor eficiencia como el logro de una combustión regular son aspectos que requieren mayor investigación.

A pesar de utilizar un combustible limpio se generan emisiones de NOx e HC durante la combustión, aunque en mucha menor medida que en un motor convencional.

Existen en el mundo diversos prototipos construidos por automotrices como Mazda o BMW en

etapa de demostración. El grupo de investigación en hidrógeno del Centro Atómico Bariloche (Argentina) también posee en etapa de demostración un vehículo Renault de transporte particular que funciona en base a hidrógeno.

La autonomía de un vehículo de transporte particular con capacidad para 5 pasajeros puede alcanzar los 600 km con el uso de almacenamiento de hidrógeno líquido. El peso del vehículo es de unos 1100 kg. La autonomía se reduce al emplear almacenamiento con hidrógeno comprimido.

La seguridad en el manejo de un combustible como el hidrógeno puede ser un factor a considerar por los potenciales usuarios, aún cuando técnicamente no represente un riesgo mayor que el relacionado con el uso de otros combustibles.

Al igual que en el caso del gas natural comprimido, se ha experimentado tanto con vehículo de combustible dual como diseñados exclusivamente para funcionar en base a hidrógeno. Estos últimos son los que presentan menos problemas técnicos pero cuya difusión es más problemática.

La difusión está limitada entre otros factores por la falta de una infraestructura de provisión de hidrógeno. Esto podría ser mitigado en una instancia inicial promoviendo su uso en flotas de vehículos donde los costos de instalación y mantenimiento de una estación de recarga pueden ser promediados entre muchos vehículos.

Vehículo a hidrógeno/motor eléctrico

Esta tecnología emplea hidrógeno o metanol para generar electricidad a bordo del vehículo y hacer funcionar un motor eléctrico. El almacenamiento del combustible se realiza mediante hidrógeno líquido o comprimido. Las celdas de combustible transforman el hidrógeno almacenado en electricidad y vapor de agua. Las celdas de combustible utilizadas para transporte son las de membrana de intercambio de protones (PEM), la cual separa los protones y electrones mediante un catalizador con platino y genera una corriente eléctrica. Al igual que en el caso de los vehículos eléctricos, tanto el peso como el volumen ocupado por el sistema de propulsión tienen una magnitud importante. Sin embargo, en este caso se han realizado significativos avances en la reducción del peso y el volumen de las pilas de combustible, aumentando la densidad energética respecto de modelos anteriores. La potencia específica es mayor que la de un vehículo eléctrico.

La ventaja de esta tecnología frente al uso de un motor de combustión interna radica en la mayor eficiencia de la conversión a energía mecánica mediante la pila de combustible/motor eléctrico y en que la misma no depende tan fuertemente de la velocidad. El subproducto de la transformación del hidrógeno en electricidad es solamente el vapor de agua. Por otra parte la potencia específica y el costo de la tecnología de combustión interna son mayores que los de la pila de combustible.

Esta es una de las tecnologías que más prometen por su performance, ausencia de emisiones contaminantes y potencial de reducción de costos. Ello ha significado el desarrollo de varios productos a nivel de demostración, tanto de autos particulares como de vehículos de transporte de pasajeros.

Uno de los últimos modelos de vehículo de transporte particular es el NECAR4, construido por DaimlerChrysler. Este auto utiliza almacenamiento en forma de hidrógeno líquido y genera electricidad mediante pilas de combustible de tipo PEM. Posee una capacidad para 5 pasajeros más carga, ya que todo el sistema de energía se ha ubicado en el piso del vehículo. Tiene una autonomía de 450 km y una velocidad máxima de unos 140 km/h. La recarga de combustible tiene una duración muy inferior a la de un vehículo eléctrico pero tiende a ser superior a la de uno convencional.

La compañía planea tener este auto en producción limitada a partir del 2004.

La compañía Ballard produce un vehículo para transporte público de pasajeros que está en etapa de demostración en Vancouver.

Al igual que en el caso del motor de combustión interna en base a hidrógeno, el aspecto de seguridad en el manejo del hidrógeno puede ser un tema de preocupación para los potenciales usuarios.

Como una opción a la utilización de hidrógeno como combustible algunos modelos emplean metanol. A pesar de que ésto hace más sencillo el almacenamiento y la recarga, también complica la conversión a electricidad ya que el metanol debe ser reformado para obtener hidrógeno para la pila de combustible. El sistema de reformación representa un peso adicional, una pérdida de eficiencia, y algunos inconvenientes relacionados con la contaminación de la pila y el arranque del vehículo en bajas temperaturas.

Al igual que en el caso del motor de combustión interna en base a hidrógeno, el almacenamiento, la recarga y la provisión renovable y a bajo costo del hidrógeno siguen siendo temas críticos para la difusión comercial de esta tecnología en el transporte. Se están investigando a nivel de laboratorio otras opciones de almacenamiento en matrices sólidas como ser los hidruros o los nanotubos de carbono.

Motor Wankel

El motor Wankel es un motor de combustión interna de cuatro tiempos (al igual que el ciclo Otto) que posee un diseño alternativo de la cámara de combustión respecto del motor convencional. El motor posee dos rotores y un eje excéntrico que giran continuamente en una única dirección. Estas partes están contenidas dentro de una cámara cuya forma es la de una curva generada por el movimiento de un círculo dentro de otro círculo.

Este tipo de motor tiene un menor peso y es más compacto, es más suave en su funcionamiento, tiene menos partes móviles (no tiene válvulas), la combustión es a menor temperatura con una menor producción de NOx, y es especialmente apto para quemar hidrógeno. Algunas de sus desventajas son una menor eficiencia termodinámica por la longitud de la cámara de combustión (que puede ser contrarrestada mediante el uso de más de una bujía), un mayor consumo específico y emisiones de CO en algunos diseños preliminares.

Esta tecnología está siendo investigada por la automotriz Mazda.

Vehículos híbridos

Existen variaciones de las tecnologías mencionadas más arriba, sobre todo en relación al uso dual de combustibles (e.g. vehículos híbridos hidrógeno y gasolina, gasolina y energía eléctrica, etc.) Básicamente estas tecnologías apuntan a favorecer la transición hacia los nuevos energéticos a costa de incrementar los problemas técnicos y reducir la eficiencia por el uso de dos combustibles.

Conclusiones

Se considera que debido a los costos del vehículo y operativos, la infraestructura de recarga y la potencia específica del sistema de propulsión, el hidrógeno no podrá competir con los combustibles tradicionales en el corto y mediano plazo. Sin embargo, sus características ambientales, de eficiencia del sistema de propulsión, y su potencial renovable lo hacen un combustible adecuado para flotas de vehículos gubernamentales o corporativos y de transporte público.

Comparado con el hidrógeno, el uso directo de la energía eléctrica puede ser igualmente limpio, y además tiene disponible una mejor infraestructura de recarga. Sin embargo, posee una potencia específica y autonomía menor que la del vehículo a hidrógeno, requiriendo la investigación, el desarrollo y puesta a punto de sistemas de almacenamiento alternativos para posibilitar su difusión masiva. No esta previsto que esto se produzca antes del mediano plazo. Sin embargo, tanto en uno como en otro caso no se puede descartar que existan factores imprevistos de política, ambientales, o tecnológicos que aceleren estos procesos.

Referencias Anexo IV

- Alternative Fuel Vehicle Technologies
  http://www.ott.doe.gov/technologies.shtml
- Advanced Hydrogen Transport and Storage Technologies
  http://www.eren.doe.gov/hydrogen/rdrmp.htm
- Advanced Vehicles and Alternative Fuels
  http://www.ucsusa.org/transportation/advanced.html
- DaimlerChrysler Fuel cell car
  http://www.daimlerchrysler.de/index_e.htm?/news/top/t90317_e.htm
- Hydrogen in Transport
  http://www.e-sources.com/hydrogen/transport.html
- Low Emission Vehicle Guide
  http://128.174.5.51/denix/Public/Library/Air/AltFuel/fuelguide.html
- Market Applications for Hydrogen-Fueled Vehicles, Hydrogen Technology Advisory Panel, 1996
  http://www.eren.doe.gov/hydrogen/rdrmp.htm
- Wankel Rotary Combustion Engine
  http://www.monito.com/wankel/wankel.html

ANEXO IV

VAB Industria Manufacturera, CBA

Valor agregado bruto a precios básicos. Industria manufacturera. En miles de pesos a precios corrientes y constantes de 1993. Ciudad de Buenos Aires. 1993-1998.

Código	Descripción	Valor agregado bruto a precios corrientes				
		1993	1994	1995	1996	1997
	Total	8,357,365,209	9,123,269,202	8,423,211,049	9,058,244,359	9,390,118,1
151	Producción y procesamiento de carne, pescado, fruta	364,866,048	412,340,126	414,107,782	447,056,468	431,435,4
154	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	577,547,281	614,333,863	579,672,297	561,287,146	498,716,1
15542	Elaboración de bebidas gaseosas, excepto soda	276,598,164	379,326,318	366,236,416	353,979,653	318,424,4
15590	Elaboración de bebidas, excepto de bebidas gaseosa	180,957,239	175,324,575	162,952,186	158,450,486	144,841,7
159	Elaboración de productos lacteos y elaboración de pr	179,275,099	168,877,425	236,987,751	340,688,299	161,209,4
17	Fabricación de productos textiles	413,707,799	376,431,878	292,926,738	372,812,988	369,227,1
18	Fabricación de prendas de vestir; terminación y teñid	543,822,158	557,306,830	445,737,080	499,590,468	583,662,7
19	Curtido y terminación de cueros; fabricación de artíc	170,813,829	183,925,585	160,188,985	196,341,077	190,792,2
21	Fabricación de papel y de productos de papel	242,191,391	275,463,405	250,962,551	236,739,253	259,199,6
22120	Edición de periódicos, revistas y publicaciones perió	548,476,328	594,372,624	643,627,690	654,464,198	642,437,2
229	Otras actividades de edición e impresión; reproducci	575,998,165	619,067,443	603,647,605	690,837,219	742,224,4
232	Fabricación de productos de la refinación del petróle	611,588,927	701,557,791	774,846,764	901,468,160	1,147,431,6
24998	Fabricación de medicamentos de uso humano y proc	801,340,194	921,625,605	927,261,359	937,869,233	980,244,3
24999	Fabricación de sustancias y productos químicos, exc	527,581,474	612,809,472	537,368,118	550,072,426	588,385,4
25	Fabricación de productos de caucho y plástico	232,524,085	217,019,435	179,180,254	206,549,609	213,419,0
28	Fabricación de productos de metal, excepto maquina	421,770,518	458,432,279	371,737,673	402,536,353	437,171,9
29	Fabricación de maquinaria y equipo n.c.p.	344,877,470	343,879,496	306,165,967	321,198,339	347,503,9
39	Resto de industria manufacturera	1,343,429,040	1,511,175,052	1,169,603,833	1,226,302,984	1,333,790,7

ANEXO IV

VAB Industria Manufacturera, CBA (Continuación)

Valor agregado bruto a precios básicos. Industria manufacturera. En miles de pesos a precios corrientes y constantes de 1993. Ciudad de Buenos Aires. 1993-1998.

Código	Descripción	Valor agregado bruto a precios constantes				
		1993	1994	1995	1996	1997
	Total	8,357,365,209	8,814,496,745	7,668,536,278	8,185,028,444	8,405,375,
151	Producción y procesamiento de carne, pescado, fruta	364,866,048	409,234,173	392,290,164	414,916,783	396,340,
154	Elaboración de productos alimenticios n.c.p.	577,547,281	588,850,284	531,118,784	497,355,931	440,157,
15542	Elaboración de bebidas gaseosas, excepto soda	276,598,164	339,268,385	336,826,220	334,811,747	305,682,
15590	Elaboración de bebidas, excepto de bebidas gaseosa	180,957,239	175,877,515	165,605,813	168,553,973	150,674,
159	Elaboración de productos lacteos y elaboración de pr	179,275,099	165,590,809	214,293,270	291,315,051	144,353,
17	Fabricación de productos textiles	413,707,799	384,373,355	278,400,771	356,553,864	343,987,
18	Fabricación de prendas de vestir; terminación y teñic	543,822,158	564,040,964	448,477,299	517,414,250	621,107,
19	Curtido y terminación de cueros; fabricación de artíc	170,813,829	174,702,600	143,994,182	178,238,688	175,218,
21	Fabricación de papel y de productos de papel	242,191,391	273,398,953	212,052,970	207,367,873	246,329,
22120	Edición de periódicos, revistas y publicaciones perió	548,476,328	543,900,104	517,791,062	515,781,691	514,407,
229	Otras actividades de edición e impresión; reproducci	575,998,165	568,243,280	489,805,747	550,814,912	616,743,
232	Fabricación de productos de la refinación del petróle	611,588,927	687,666,918	741,054,671	809,072,123	859,370,
24998	Fabricación de medicamentos de uso humano y proc	801,340,194	818,664,681	773,425,882	771,970,956	787,906,
24999	Fabricación de sustancias y productos químicos, exc	527,581,474	591,827,322	456,074,764	479,357,915	520,995,
25	Fabricación de productos de caucho y plástico	232,524,085	203,679,867	139,539,402	162,126,609	168,552,
28	Fabricación de productos de metal, excepto maquina	421,770,518	454,405,898	352,841,440	364,793,668	394,950,
29	Fabricación de maquinaria y equipo n.c.p.	344,877,470	346,240,346	306,900,694	324,247,614	351,414,
39	Resto de industria manufacturera	1,343,429,040	1,524,531,291	1,168,043,143	1,240,334,796	1,367,186,

Bibliografía Consultada Capítulo 1, sección 1.2 Diagnóstico del Sector Eléctrico

- Plan Urbano Ambiental,
- Plan Territorial de la Ciudad de Buenos Aires
- "Estudio sobre la capacidad de soporte de población y actividades por parte de los servicios urbanos en Buenos Aires" Informe Final Convenio CEA-UBA/ SPUyMA-GCBA.
- Empresas Edenor y Edesur, Memorias y Balances.
- E. Rosenfeld, O.Ravella, E.Schiavo, Y.Rosenfeld y A. Gómez. "Problemas Energéticos y Ambientales en las Redes metropolitanas de Buenos Aires", IDEHAB, 1993.
- Plot, B. "Diagnóstico de conflictos ambientales en municipios de la zona sur del AMBA, un enfoque trasdisciplinario", 1º Jornadas Platenses de Geografía, UNLP: 1993.
- Mirna Alexander, "Las Privatizaciones en la Argentina" Banco Mundial, Seminario sobre la Privatización de los Servicios Básicos y su impacto en los Sectores Populares en Argentina". Buenos Aires, mayo 1999.
- Hasson, G. "Los resultados de la reforma eléctrica en Argentina", IDEE, diciembre 1994.
- IDEE/FB, "Implications of Electric Power Sector Restructuring on Climate Change Mitigation",septiembre de 1998, Capítulo II
- Pistonesi, H. "Elementos de teoría económica de la regulación", IDEE/FB, 1998.
- ENRE, "Informe Eléctrico. Cinco años de Regulación y Control. 1993-abril-1998", Buenos Aires, 1998.
- Azpiazu, D. "Privatizaciones en la Argentina. Regulación tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinaria y concentración económica", FLACSO, abril de 1999.
- ENRE, "Informe comparativo: 98-99" Buenos Aires, 2000
- Secretaría de Energía, Dirección de Prospectiva. Informe del Sector Eléctrico. Informes Anuales.
- CAMMESA , Informes Anuales 1996, 1997 y1998
- ADEERA, Datos de Comparaciones Tarifarias 1997, 1998 y1999
- Defensoría del Pueblo del Gobierno de la Ciudad, revisión de Expedientes.

Bibliografía Consultada Capítulo 1, sección 1.3 Diagnóstico Derivados del Petróleo

- Scheimberg, Sebastián; Buenos Aires Económico del 8 de agosto de 2000
- Plan Urbano Ambiental, Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires - Secretaría de Planeamiento Urbano - Consejo del Plan Urbano Ambiental y UBA, Facultad de Arquitectura, Diseño y Urbanismo en convenio. 1999
- Plan Urbano Ambiental de la Ciudad de Buenos Aires, octubre de 1998. Gobierno de la CBA
- Estudio Sobre el Mercado Petrolero en Argentina idee/ FB, 1995
- Boletines de combustibles de la Secretaría de Energía,
- Anuario de Combustibles años 80 a 98 publicados por el IAPG (Instituto Argentino de Petróleo y Gas).
- Anuarios de ENARGAS,
- Boletines Estadísticos anuales de Gas del Estado,
- Informes Anuales de CAMMESSA
- SIEE (Sistema de Información Económica de OLADE).

Bibliografía Consultada Capítulo 1, sección 1.5 Diagnóstico y Análisis del Gas Natural

- ENARGAS Informe año 1998
- ENARGAS Datos Operativos de las Licenciatarias de Gas, Boletines Mensuales
- Dirección Provincial de Energía de la provincia de Buenos Aires. Consumos de GN en la CBA y partidos del Conurbano Bonaerense.
- "Estudios sobre la capacidad de soporte de población y actividades por parte de los servicios urbanos en Buenos Aires " Informe Final, convenio CEA - UBA / SPU y MA - GCBA (Exp Nro. 75962 / 98)

Bibliografía y Entrevistas realizadas a Funcionarios de Organismos del GCBA, Capítulo 2

- Diversos proyectos de la Dirección de URE de la Secretaría de Energía de la Nación, años 92/99.
- *Consultas en las siguientes dependencias del GCBA:*
  - Secretaría de Obras Públicas
  - Secretaría de Industria
  - Dirección General de Alumbrado Público
  - Dirección de Estadísticas
  - Centros de documentación (CEDOM)
  - Comisión de Planeamiento de la Legislatura
  - Contaduría General
  - Secretaría de Hacienda y Finazas - Subsec. de Gestión y Administración Financiera

Bibliografía Consultada Capítulo 2, sección 2.2 Políticas de Sustitución de Combustibles y URE en Transporte

- Batalla, Daniel E. El Transporte Metropolitano (Un futuro sobre rieles)
- Bravo, Víctor; Opciones Técnicas de uso Eficiente de Energía en el Sector Transporte de Cargas y Pasajeros, en el marco del "Plan de Trabajo para la Adopción de Metas de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero", idee/FB 1999.
- Orsi, Vittorio, "Gas y energía secundaria en el Subcontinente" abril de 1999 revista Petrotecnia.
- Plan Urbano Ambiental, Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires - Secretaría de Planeamiento Urbano - Consejo del Plan Urbano Ambiental y UBA, Facultad de Arquitectura, Diseño y Urbanismo en convenio, 1999.
- Prensa Vehícular "GNC en Europa, Promociones Impositivas" publicado en la edición del 15/08/00
- Programa de Aire Limpio de la Ciudad de Buenos Aires (Políticas propuestas), 1998. Encuentros Ambientales del 2 al 13 noviembre 1998 CC Recoleta.
- Rosenfeld, Elías. Solicitud de financiamiento ante el CONICET "URE - AM Políticas de uso racional de la energía en áreas metropolitanas y sus efectos en la dimensión ambiental"
- Secretaría de Energía, Informe de Prospectiva 1998 y 1999
- Seminario "Transporte Público y Gestión Urbana de Tráfico, Eficiencia Energética y Movilidad Sostenible", organizado por SE y Fundación Biosfera, auspicio: Facultad Ing. UNLP, 11 y b12 de agosto 1997.
- Seminario "Uso Racional de la Energía en el Transporte Urbano y la Planificación Urbana", Agence Française Pour la Maitrise de L'Energie - Subsecretaría de Energía de la Nación - Federación Mundial de Ciudades Unidas, mayo de 1990.
- Seminario sobre "Tecnologías referentes al Cambio Climático Internacional". (Argentina - Canadá) Socios en el desarrollo de tecnologías y soluciones de avanzada, Buenos Aires, noviembre de 1999. Organizado por Global Climate Change & Les Changements climatiques.
- Sub - Proyecto Mitigación de gases de efecto invernadero, Proyecto de Estudio sobre el Cambio Climático PNUD - SECYT, Buenos Aires diciembre de 1997.

Bibliografía Consultada Capítulo 3

- Mitigación de Gases de Efecto Invernadero Proyecto Arg/95/G/31 - PNUD - SECYT - 1997
- Plan de Trabajo para la Adopción de Metas de emisiones de Gases de efecto Invernadero Arg/99/003 - 1999 - IDEE/FB