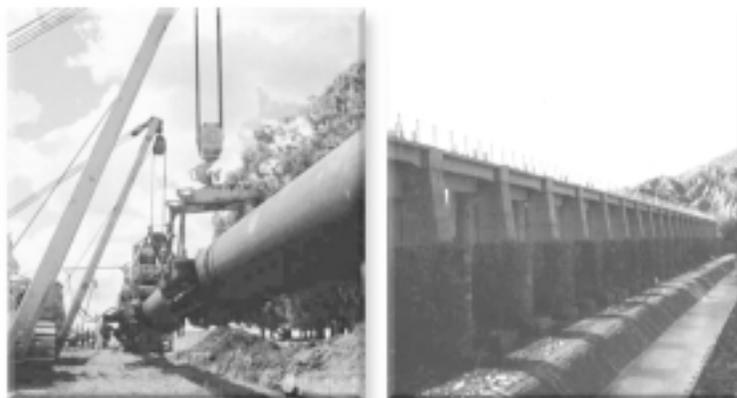


DESAFÍOS PARA LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONO SUR



Estudios nacionales:

Pablo Bertinat
Ricardo Canese
Roque Pedace
Pedro Maldonado
Miguel Márquez
Aníbal Medina
Elías Díaz Peña
Elba Stancich
Marcos Vinicius M. da Silva
Gonzalo Zorilla

Coordinador y compilador:

Célio Bermann

Edición

María Paz Aedo
Célio Bermann
Sara Larrain



DESAFÍOS PARA LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONO SUR

© Programa Cono Sur Sustentable
ISBN: 956-7889-16-3
Registro Propiedad Intelectual N°: 136.292

Edición

María Paz Aedo
Celio Bermann
Sara Larraín

Coordinador y compilador:

Célio Bermann

Estudios nacionales:

Pablo Bertinat
Ricardo Canese
Roque Pedace
Pedro Maldonado
Miguel Márquez
Aníbal Medina
Elías Díaz Peña
Elba Stancich
Marcos Vinicius M. da Silva
Gonzalo Zorilla

Actualización de datos:

María Paz Aedo
Sara Larraín

Diseño y diagramación:

Mauricio Rocha

Impresión

Impresos Socías Ltda.

Portada:

Empresa Nacional de Petróleo, Chile: www.enap.cl
Dique Central Hidroeléctrica Rivadavia, Argentina: www.municipiorivadavia.com.ar
Empresa Tecpetrol, Neuquén, Arguñín: www.tecpetrol.com

INDICE GENERAL

Presentación	7
--------------------	---

PARTE 1: DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO EN EL CONO SUR

1. Reservas y Producción	15
1.1 Combustibles fósiles	15
a. Petróleo	15
b. Gas Natural	16
c. Carbón Mineral	17
1.2 Energía Nuclear	18
1.3 Hidroelectricidad	19
1.4 Biomasa	21
1.5 Energía Solar	24
1.6 Energía Eólica	26
2. Oferta y Consumo de Energía en el Cono Sur – Síntesis	28
3. Consumo energético en el Cono Sur según los Sectores	35
3.1 Sector Industrial	35
3.2 Sector Transporte	36
3.3 Sector Residencial	37
3.4 Sector Agropecuario	39
3.5 Sector de Comercio y Público	40
4. Actores – Integración Energética Actual en el Cono Sur	41

PARTE 2: PILARES PARA LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONO SUR

1. Dependencia y vulnerabilidad	51
2. Seguridad energética y calidad	55
3. Equidad	60
3.1 Índices de electrificación	60
3.2 Carencias energéticas	63
3.3 Gastos energéticos	67

4. Energía y Medio Ambiente	72
5. Energía y Democracia	83
6. Potencial de sustentabilidad	89

PARTE 3: LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONO SUR

1. Principios para la integración energética en el Cono Sur	99
2. Escenario Energético Tendencial ("Business as usual") en el Cono Sur: 2000-2020	100
3. Escenario Energético Sustentable en el Cono Sur: 2000-2020	101
4. Propuestas de políticas y mecanismos para la sustentabilidad energética en el Cono Sur	102

GLOSARIO

1. UNIDADES UTILIZADAS

(k) kilo	= 10 ³ - mil
(M) mega	= 10 ⁶ - millones
(G) giga	= 10 ⁹ - billones
(T) tera	= 10 ¹² - trillones

Unidad Energética Básica:

Tonelada Equivalente de Petróleo = tep

Otras unidades energéticas:

Joule	= j
British Thermal Unit	= Btu
Caloría	= cal
Kilowatt-hora	= KWh
Barriles Equivalentes de Petróleo	= bep

Equivalencias:

1 m ³	= 6,28981 barriles
1 barril	= 0,158987 m ³
1 joule	= 0,239 cal
1 Btu	= 252 cal
1 m ³ de petróleo	= 0,872 t (em 1994)
1 tep	= 10800 Mcal

2. SIGLAS Y ABREVIACIONES UTILIZADAS

ANEEL	– Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil)
ANCAP	– Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (Uruguay)
ANDE	– Administración Nacional de Electricidad (Paraguay)
ANP	– Agencia Nacional de Petróleo (Brasil)

BNDES	– Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (Brasil)
CNE	– Comisión Nacional de Energía (Chile)
CNPE	– Consejo Nacional de Política Energética (Brasil)
CSPE	– Comisión de Servicios Públicos de Energía (Brasil)
ESCOS	– Empresas de Servicios de Conservación de Energía
GEI	– Gases de Efecto Invernadero
INFOENER	– Sistema de Informaciones Energéticas (Univ. de San Pablo, Brasil)
MME	– Ministerio de Minería y Energía (Brasil)
PND	– Plan Nacional de Desestatización (Brasil)
SIC	– Sistema Interconectado Central (Chile)
SIPOT/ELETROBRÁS	– Sistema de Información del Potencial Hidroeléctrico Brasileño/Centrales Eléctricas Brasileñas S.A.
UTE	– Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas Uruguay)
YPF	– Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Argentina)
WEC	– World Energy Council

PRESENTACIÓN

El tipo de energía que se utiliza, la forma de producirla, los mecanismos de acceso, distribución y beneficios, determina hoy más que nunca el tipo de desarrollo y los niveles de sustentabilidad que cada sociedad puede alcanzar.

Los parámetros convencionales para medir el desarrollo en base al crecimiento del Producto Interno Bruto -asociado a un progresivo aumento en el consumo de energía no son indicadores de seguridad y sustentabilidad energética, equidad social o sustentabilidad ambiental. El incremento en los indicadores convencionales no garantiza el mejoramiento de las condiciones de vida de los pueblos, ni la satisfacción de sus necesidades energéticas básicas.

Por esta razón, no es apropiado medir el desarrollo de los países a través del crecimiento económico y la energía consumida. Esta última es sólo un medio que permite satisfacer las necesidades humanas, y no debe constituir un fin en sí misma.

La sustentabilidad energética

De acuerdo a los postulados del Programa Cono Sur Sustentable, la sustentabilidad en el sector energético requiere estar fundamentada en los siguientes pilares, condiciones y criterios:

- Seguridad en el abastecimiento de los diversos insumos energéticos;
- Reducción de la dependencia energética¹, especialmente de aquellas fuentes que generan altos costos sociales y ambientales, como los combustibles fósiles y las megacentrales hidroeléctricas;
- Prevenir y revertir los impactos ambientales locales y globales, resultantes del actual sistema de producción y consumo de energía;
- Asegurar la cobertura y el acceso equitativo de toda la población a los recursos y servicios energéticos;
- Garantizar la participación democrática de la población en los procesos de decisión sobre las políticas y proyectos energéticos, así como sobre las opciones tecnológicas.

La sustentabilidad energética requiere considerar y satisfacer las necesidades de la sociedad en su conjunto, entendidas no sólo como la subsistencia física, sino también el ejercicio de los derechos económicos, sociales, políticos, culturales y ambientales para una vida digna¹. Por esta razón, es imprescindible resolver el problema del acceso y cobertura energética en América Latina, especialmente en las zonas rurales y los sectores carenciados en las grandes ciudades de la región.

¹ El Programa Cono Sur Sustentable ha elaborado el concepto de Línea de Dignidad en el documento *Línea de Dignidad: Desafíos Sociales para la Sustentabilidad*, Programa Cono Sur Sustentable, 2002.

Pensar en el acceso y la equidad distributiva de los recursos energéticos presupone no sólo repartirlos mejor, sino construir las condiciones para asegurar el uso y acceso digno y adecuado de los mismos. Esto implica alcanzar mayores niveles de descentralización en la gestión, desafío fundamental para avanzar tanto hacia la seguridad y sustentabilidad en el suministro, como hacia la democratización de las decisiones energéticas, con plena participación de las poblaciones locales.

La posibilidad de transitar hacia la sustentabilidad energética en la región del Cono Sur, está íntimamente relacionada con el aprovechamiento de las fuentes locales de energía, la preservación de las fuentes renovables existentes y el aumento de la eficiencia, teniendo en consideración la sustentabilidad ambiental y la equidad social.

Los desafíos de la sustentabilidad ambiental requieren establecer límites físicos al uso de los recursos energéticos. Es imprescindible restringir la utilización de aquellos recursos no renovables (por ejemplo, combustibles fósiles) en el ámbito regional y global, no sólo por su finitud, sino por los impactos irreversibles que provoca su utilización sobre el medio ambiente.

En definitiva, avanzar hacia la sustentabilidad energética en la región implica reconocer que prácticamente dos tercios del consumo de energía están asociados al transporte y la industria, sectores que además utilizan principalmente combustibles fósiles. Por ende, se hace necesario repensar los medios de transporte utilizados en el modelo actual; rediseñar los medios de producción y las industrias asociadas; y desarrollar las tecnologías para el desarrollo de sistemas más limpios y eficientes.

El gasto de energía en transporte no sólo debe evaluarse por el consumo de energéticos no renovables, sino considerando que apareja un importante deterioro de las condiciones ambientales: mayor presión sobre los recursos naturales (especialmente en las vías utilizadas como corredores de exportación); emisión de ruidos y gases contaminantes; empeoramiento en las condiciones de vida; enfermedades respiratorias; accidentes de tráfico e incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el sector industrial, las consideraciones energéticas implican abordar aspectos como la generación de empleo y las características de los bienes producidos. Ello supone establecer criterios de sustentabilidad para la producción y el consumo, incorporando mecanismos que consideren el ciclo de vida de los materiales y productos, el impacto de los procesos de producción, y la necesidad de desestimular el consumo superfluo.

Este análisis evidencia restricciones necesarias al desarrollo de industrias energointensivas, especialmente aquellas que son relocalizadas hacia el Sur desde los países industrializados, y que en la mayoría de los casos además, son altamente contaminantes.

Actualmente, en momentos que desde los países del Norte se impulsan alternativas de integración regional en base a criterios de libre mercado, resulta imprescindible un debate democrático que cuestione el tipo de bienes que vamos a producir; hacia quiénes estarán dirigidos; de qué manera se realizarán los procesos de producción, distribución y comercialización; y finalmente, a quiénes beneficiarán estos procesos.

No basta aspirar a un desarrollo más independiente en la región, considerando como prioridad el mercado interno. También es necesario priorizar las alternativas de producción más eficientes, no contaminantes y generadoras de empleos limpios. Necesitamos una mirada descentralizadora que, desde prioridades locales y regionales, ayude a avanzar hacia la definición de políticas autónomas y sustentables en la producción y el consumo.

Nuevas fuentes energéticas en la región

Un nuevo modelo de sociedad deberá fundamentarse en el uso sustentable de los recursos naturales. Ello plantea la necesidad de desarrollar no sólo tecnologías, sino políticas y hábitos capaces de generar una nueva racionalidad, con miras a la disminución efectiva del consumo de energía y a una mayor equidad en la cobertura, teniendo en cuenta la satisfacción de las necesidades básicas y el ejercicio de los derechos en el conjunto de la población. En este contexto, debe evaluarse el uso de combustibles de transición -como el gas natural- y, prioritariamente, el desarrollo de fuentes renovables -solar, eólica, biomasa, geotérmica e hidráulica-.

Aunque el ingreso del gas natural a los mercados energéticos de la región constituye un avance en términos de descontaminación, responde principalmente a una estrategia de negocios -siguiendo las lógicas tradicionales de la producción energética-, donde el principal objetivo de las empresas productoras es maximizar sus ganancias a través del uso intensivo del recurso, con una velocidad de extracción y utilización insostenible. Las empresas del rubro funcionan bajo regulaciones permisivas, basadas en las leyes de mercado, que favorecen principalmente a los grandes grupos económicos, y no al desarrollo nacional o a las poblaciones locales.

Por su parte, el desarrollo de biomasa como alternativa energética requiere analizar el ciclo completo de dicha fuente, y no sólo los beneficios del uso final. Entre las consideraciones necesarias se cuentan: las condiciones del uso de la tierra; la competitividad con otras alternativas, como la producción de alimentos; y los efectos sobre el ingreso y el empleo regional. Cabe señalar que la producción energética descentralizada es una gran oportunidad para la diversificación de la agricultura y a la vez, la hace menos dependiente de insumos fósiles. En el largo plazo, la biomasa puede llegar a ser un complemento ideal para fuentes intermitentes y para la sustitución de combustibles líquidos, tanto en el campo como en la ciudad.

En cuanto a las fuentes energéticas renovables tradicionales, es evidente que las centrales hidroeléctricas de gran escala y potencia deben discontinuarse, si se atienden los objetivos de la sustentabilidad, puesto que estas megacentrales generan enormes perjuicios ambientales y sociales. El uso sustentable de la energía hidráulica puede lograrse a través de pequeñas centrales, con aplicaciones de menor escala, pudiendo brindar diversos beneficios según como estén implementadas. También es necesario incorporar en los análisis de viabilidad en los proyectos, indicadores específicos a nivel de las cuencas hidrográficas regionales y locales, evaluando los impactos acumulativos de la generación energética e involucrando a las poblaciones locales en el diseño y gestión de tales proyectos.

Integración Energética Regional

Más allá de las falencias que históricamente han tenido los gobiernos de la región con respecto a sus políticas energéticas, es importante destacar que el objetivo principal de los monopolios estatales, históricamente fue responder -en la mayoría de los casos- a las necesidades de abastecimiento de energía de la población y la producción nacional. Hoy, tras veinte años transformaciones en las políticas energéticas regionales -con un marcado acento en la privatización de los servicios-, los instrumentos regulatorios y de gestión resultan ampliamente favorables a las grandes empresas privadas de energía. Al mismo tiempo, se ha generado una infraestructura física y técnica que favorece la integración energética de la región en base a prioridades empresariales y ventajas competitivas del mercado.

Esta política de integración regional, basada en las prioridades de mercado de grandes actores empresariales (la mayoría transnacionales) no responde a las necesidades de la población regional ni a las prioridades soberanas nacionales y locales, en lo referido al uso de sus recursos energéticos. La recientemente anunciada crisis de abastecimiento de gas natural en Argentina y Chile, por las insuficientes inversiones del sector privado en el transporte y exploración de nuevas reservas (aduciendo los altos costos y la baja rentabilidad del sector), son un claro ejemplo de la vulnerabilidad e inconveniencia de imponer los intereses y criterios de mercado en los proyectos de desarrollo e integración energética regional.

La exportación masiva de los recursos energéticos locales con escasos criterios de desarrollo nacional con el caso del gas boliviano es otro de los problemas de dichos conceptos de integración. La seguridad, estabilidad y sustentabilidad energética nacional, con miras a una integración regional, requiere niveles básicos de regulación pública y soberanía nacional y regional. Este último concepto se refiere al derecho de los pueblos a decidir acerca de los mecanismos de apropiación más equitativos y sustentables de los recursos energéticos disponibles, en los territorios nacionales y regionales.

En consecuencia, para abordar el tema de la soberanía respecto a los recursos energéticos es imprescindible plantear claramente cuáles son las características de integración que se plantea para la región.

Una integración que contemple las necesidades y la voluntad de la ciudadanía, desde las prioridades locales, nacionales y regionales, donde la apropiación de los recursos y su uso sustentable sea la expresión de los derechos y la soberanía de los pueblos, necesariamente se realiza bajo criterios de complementariedad y beneficio mutuo.

Este tipo de integración es claramente incompatible con los proyectos de integración basados en la ganancia empresarial y los negocios, que dominan hoy los escenarios políticos y las propuestas de integración regional, tales como la Iniciativa de Integración de la Infraestructura Sudamericana (IIRSA) o el citado Acuerdo de Libre Comercio de las Américas (ALCA). En ambas iniciativas, prima el fomento de los negocios en base al acceso a recursos naturales más baratos, junto a nuevos y limitados mecanismos que regulan su extracción y exportación.

Las propuestas de integración energética del Cono Sur que obedecen a la rentabilidad corporativa de las compañías energéticas, no aspiran a una integración deseable para el bienestar de la población y el resguardo de los recursos naturales. Actualmente, son evidentes los impactos del avance de las políticas neoliberales privatizadoras en los '90, que dieron forma al actual modelo de extracción y concentración de los recursos naturales del Cono Sur, y que han estructurado un panorama energético vulnerable y desregulado en varios países de la región, especialmente en aquellos donde el modelo neoliberal ha cobrado mayor fuerza, como es el caso de Argentina y Chile.

Para la Banca Multilateral, impulsora de las reformas en el sector energético, tales reformas se fundamentaban en la necesidad de aumentar el capital disponible, para desarrollar una infraestructura capaz de responder a una supuesta creciente demanda. Con este fin, se revistió de "atractivos" al sector de la energía, promoviendo su privatización y apertura al capital transnacional, con marcos regulatorios que favorecen principalmente el incremento de la rentabilidad de las empresas participantes de estas actividades.

Todas las políticas públicas implementadas bajo estos criterios, han impulsado el consumo intensivo de combustibles y la sobreexplotación de recursos naturales, como vía para mantener niveles crecientes de inversión extranjera e incrementar así los ingresos fiscales, a fin de cumplir con los compromisos del gasto social y la deuda externa.

Sin embargo, los ingresos públicos en el sector energético y en áreas vinculadas a la extracción de recursos naturales, se ven menguados por las importantes concesiones fiscales otorgadas a las empresas en los marcos regulatorios actuales.

Energía y Sustentabilidad en el Cono Sur.

Actualmente, los países del Cono Sur enfrentan un momento de importantes decisiones, acerca de cuáles van a ser las características de integración, cooperación y competencia. El rumbo que adopten los gobiernos puede inclinar la balanza hacia dos alternativas: profundizar la tendencia actual, fomentando el desarrollo de alianzas empresariales que se apropian de los recursos, perpetuando mecanismos de reparto inequitativos; o bien establecer una nueva agenda, que priorice los criterios de sustentabilidad ecológica, social, política y económica.

El Programa Cono Sur Sustentable promueve el debate democrático acerca de cuáles deben ser las características de una política sustentable de integración energética regional en el mediano y largo plazo, que responda a los criterios de sustentabilidad y equidad, aportando propuestas factibles que permitan avanzar en tal sentido, como por ejemplo:

- Incorporar las externalidades ambientales en la producción y distribución de la energía.
- Descentralizar el aprovechamiento de los recursos.
- Recuperar el papel planificador y director del Estado en las esferas de interés público.
- Restringir las actividades energointensivas.
- Detener la construcción de las megarepresas y las centrales nucleares actualmente proyectadas, así como programar el cierre de las nucleares en operación.
- Establecer marcos regulatorios reales para el uso eficiente de la energía.
- Establecer estándares de eficiencia energética para las grandes, medianas y pequeñas empresas.
- Establecer normativas específicas para la construcción de viviendas, con criterios bioclimáticos.
- Implementar planes de educación que incorporen elementos concretos vinculados a la eficiencia energética.
- Crear espacios y mecanismos reales de participación ciudadana.
- Planificar de sistemas de transporte sustentables, a nivel local, nacional y regional.
- Promover incentivos y regulaciones para el aprovechamiento de las energías renovables no convencionales, y su integración a la matriz energética en los diversos países.

A través de este documento, el Programa Cono Sur Sustentable espera aportar información y análisis para la discusión sobre energía y sustentabilidad en la región, identificando la relación que existe entre las características de la apropiación de los recursos naturales, las condiciones de vida digna para nuestra población, y los requisitos del desarrollo sustentable. Ello considerando la necesidad de abrir el debate energético para el diseño e implementación de políticas públicas, con real participación ciudadana, única vía capaz de recuperar el poder de decisión para la preservación,

distribución y uso sustentable de los recursos naturales, con miras a la construcción de sociedades sustentables, más justas y democráticas en nuestra región.

Este material ha sido elaborado a partir de estudios sobre sustentabilidad energética en los países de la región, desarrollados por los miembros del Programa Cono Sur Sustentable – integrado en un comienzo por organismos de Brasil, Chile y Uruguay, a los que luego se sumaron Argentina y Paraguay-. El resultado de esta reflexión se presenta en este trabajo.

En la primera parte del estudio se realiza un diagnóstico energético de los países del Cono Sur, a través de la sistematización de información relacionada con las reservas y la producción de las diversas fuentes energéticas. Además, se presenta una síntesis de la oferta y del consumo energético en el Cono Sur, la distribución del consumo por sectores, y la identificación de los actores actuales presentes en cada país.

En la segunda parte se presentan los pilares para la sustentabilidad energética en el Cono Sur, considerando aspectos como la dependencia y vulnerabilidad; la seguridad energética y la calidad de los servicios; la equidad (cobertura de electrificación, acceso y gastos energéticos); los impactos en el medio ambiente; las políticas energéticas y la democracia; y finalmente, el potencial de sustentabilidad presente en la región.

Por último, en la tercera parte se presentan los aportes propositivos del programa Cono Sur Sustentable en estas materias, indicando algunos principios para una integración energética sustentable en el Cono Sur. Sobre esta base se plantean dos escenarios posibles: el Escenario Energético Tendencial y el Escenario Energético Sustentable. Para finalizar, se presentan propuestas de políticas públicas y mecanismos para alcanzar la sustentabilidad energética en la región.

Con este documento, esperamos entregar una herramienta política para facilitar el acceso a la información sobre estas materias, con miras al fortalecimiento y la formación de los movimientos sociales, organizaciones sindicales, ambientalistas y de todos quienes aspiran a transformar el Cono Sur para construir una región de justicia, equidad e integridad ambiental, donde la energía sea de todos y para todos.

Programa Cono Sur Sustentable

PARTE 1: DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO EN EL CONO SUR

1. RESERVAS Y PRODUCCIÓN

1.1 Combustibles fósiles

a. Petróleo

Teniendo en cuenta la dependencia de la producción nacional en los países del Cono Sur respecto del petróleo y su relevancia en las matrices energéticas de la región, la escasa proyección de las reservas nacionales evidencia el estado crítico al que puede llegar el abastecimiento energético en el corto plazo, con una creciente dependencia de las importaciones del petróleo y la consecuente vulnerabilidad del sistema.

En el año 2000, las reservas probadas de petróleo en **Argentina** se estimaron en 47,43 millones de m³. Cerca del 80% de estas reservas se concentraban, principalmente, en las regiones de Neuquén y del Golfo de San Jorge. Por su parte, la producción alcanzó a los 50,28 millones de m³ en 1998 (BP AMOCO, 2000).

En el mismo período, la relación entre reserva y producción (R/P) indicaba que las reservas en Argentina tendrían una duración de 8,7 años, aproximadamente. Ello contrasta con las proyecciones de 1989, donde se estimaba una duración de 12,7 años, según la relación R/P.

Esta reducción de las expectativas en Argentina, a pesar –incluso– del aumento de reservas disponibles, se explica por el acelerado crecimiento de la producción, que a partir de 1995 se orientó gran medida hacia la exportación. En 1999, las exportaciones de petróleo llegaron a cerca de 16,1 millones de m³, lo que equivale al 33,7% de la producción total del país.

En el caso de **Brasil**, las reservas probadas de petróleo se estimaron en 8.153,31 millones de barriles, en 1999. Considerando que la producción media era de 1.132 mil barriles/día, dichas reservas presentaban una relación R/P de 14 años, mientras que las reservas totales prometían asegurar el petróleo para otros 23,4 años.

Chile, por su parte, contaba en el año 2000 con 30 millones de barriles como reservas probadas de petróleo, proveniente de pozos en tierra firme y costa afuera, localizados en la XII región (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2003). En ese mismo año, la producción llegó a 5,6 mil barriles/día; los que correspondían al 4,6% de la oferta total

de petróleo del país. La relación R/P es de 14,6 años. Para una demanda interna de petróleo que actualmente alcanza el 41% del consumo energético nacional (CNE, *ibid.*) las reservas nacionales no alcanzan y por lo tanto, la mayor parte del consumo se cubre con importaciones del combustible, agudizando la dependencia, vulnerabilidad e insustentabilidad del sistema energético chileno.

Por su parte, **Paraguay y Uruguay** no poseen reservas de petróleo, dependiendo totalmente de la importación.

b. Gas Natural

El gas natural es también un combustible fósil contaminante, por lo que no constituye una alternativa energética sustentable. Los países del Cono Sur no disponen de suficiente gas natural como para sustituir el petróleo. En el corto plazo, se espera una reducción significativa de las reservas disponibles y por ende, severas limitaciones para su aprovechamiento. Además, la producción, distribución y comercialización del gas natural genera severos impactos sociales y ambientales en nuestros países. Así lo han evidenciando las recientes polémicas generadas en torno a los impactos de los nuevos proyectos de extracción y transporte sobre el patrimonio natural y la soberanía de los pueblos de la región.

Una de las mayores reservas de gas natural se encuentra en **Argentina**: en 1998, las reservas probadas se estimaron en 686,59 billones de m³. Un 52% de estas reservas se concentran al Sur del país, en la región de Neuquén; en tanto que un 45,4% se encuentra en las regiones Noroeste y Austral.

Tal como en el caso del petróleo, la proyección de la duración de las reservas de gas natural retrocede progresivamente con el paso de los años. En 1998, la producción de gas natural llegó a 29,6 billones de m³, (BP AMOCO, 2000), definiéndose así una relación R/P de 23,2 años; mientras que la proyección de 1989 se ubicaba alrededor de los 40,5 años. Esta variación evidencia un aumento significativo de la producción y de la demanda por el gas natural, como sustituto de los derivados del petróleo y como fuente energética de exportación. En 1999 Argentina exportó cerca de 2,7 billones de m³ de gas natural; lo que equivale al 8,1% de la producción total observada ese mismo año. Cabe señalar que la reserva de Neuquén abastece gran parte de la demanda de gas natural en Chile, generando una fuerte presión sobre la producción de gas en esta zona.

En cuanto a **Brasil**, según cifras de GASPETRO (2000) las reservas comprobadas de gas natural se estimaron en 231,54 billones de m³ en 1999², de las cuales un 73,2% correspondía a reservas de gas asociado³ y un 26,8%, a reservas de gas no-asociado⁴.

² No se considera la reciente descubierta en la Cuenca de Santos, de 419 billones de metros cúbicos de gas natural (agosto/2003).

³ Se refiere al gas natural explotado junto al petróleo, en las mismas reservas.

⁴ Se refiere al gas natural extraído de cuencas sin petróleo ni otro combustible similar.

Aproximadamente, el 86% de esas reservas se encontraba en cuatro estados: Río de Janeiro (104,66 billones de m³), Amazonas (44,89 billones de m³), Bahía (26,11 billones de m³) y Río Grande do Norte (23,69 billones de m³).

La producción diaria se incrementa progresivamente: mientras que en 1997 la producción alcanzó los 29,7 millones de m³, en 1999 llegó a los 32,6 millones de m³. La relación entre reservas probadas y producción (R/P) proyectaba una duración de 19,4 años en 1999; en tanto que las reservas totales aseguraban la disponibilidad de gas natural por no más de 34 años.

En **Chile**, al año 2000 las reservas probadas de gas natural alcanzaron los 45 millones de m³ (CNE, 2003), con una producción de 4,78 millones de m³, determinando una relación R/P de 9,4 años. Sin embargo, la mayor parte de la demanda de gas natural en el país se abastece a través de la importación del combustible, proveniente de las reservas de Neuquén en Argentina, lo que refleja una fuerte dependencia y vulnerabilidad en el abastecimiento. Actualmente, el gas natural representa el 26% del consumo energético del país.

En el caso de **Paraguay y Uruguay**, tal como ocurre con el petróleo, no poseen reservas de gas natural, y dependen totalmente de la importación.

c. Carbón Mineral

Aunque el carbón presenta una mayor proyección en las reservas a mediano plazo, tampoco resuelve los problemas de seguridad y sustentabilidad energética en la región. En la mayoría de los países del Cono Sur este recurso debe ser importado para abastecer las necesidades internas, sin mencionar que por su carácter de combustible fósil no renovable, su uso también conlleva fuertes costos sociales y ambientales en los países de la región. Por su menor costo en el mercado, el carbón puede parecer una alternativa energética atractiva, pero esta valorización no refleja la insustentabilidad de su uso en términos sociales y ambientales, además de constituir una solución muy parcial de los problemas de cobertura y abastecimiento energético.

En **Argentina**, las reservas comprobadas de carbón son poco significativas. En el año 2000, estaban estimadas en 424 millones de toneladas; en tanto que la producción interna fue de, aproximadamente, 297 mil toneladas. Las reservas se ubican en el sudoeste de la provincia de Santacruz; específicamente, en el yacimiento de Río Turbio. Aunque estas reservas tienen un horizonte de explotación de varias decenas de años -teniendo en cuenta el actual consumo-, es poco probable que esta relación se mantenga, considerando la tendencia neta a sustituir el carbón por gas natural.

A diferencia de lo que ocurre con el petróleo y con el gas natural, en 1999 Argentina importó cerca de 1 millón de toneladas de carbón, volumen que corresponde al 76,4% de la oferta total interna. Probablemente, este porcentaje se relaciona tanto con el volumen de las reservas como con la calidad del carbón argentino. El lignito del Río Turbio requiere la importación de cantidades sustanciales de carbones, con mayor poder calorífico y menor tenor de azufre y cenizas.

Por su parte, **Brasil** contaba en 1999 con 32.370 millones de toneladas de este recurso, de las cuales 27.221 millones correspondían a carbón energético (o carbón vapor) utilizado en centrales termoeléctricas; y 5.149 millones, a carbón metalúrgico, utilizado como reductor de la siderurgia en la fabricación del acero.

En **Chile**, las reservas probadas de carbón se estimaron en 155 millones de toneladas al año 2000 (CNE, 2003). Con una producción de 365,7 mil toneladas, la relación R/P se calcula en 454 años. Las principales minas de carbón se encuentran en la VIII, IX y XII Región. Cabe señalar que a mediados de los '90 el gobierno chileno dictaminó el cierre de una de las principales minas de extracción de este mineral, ubicada en la ciudad de Lota, VIII región, debido a sus altos costos de producción y baja calidad del carbón, sin mencionar el severo daño a la salud de la población en la zona, que por generaciones orientó sus actividades productivas a los trabajos en la mina. Este cierre significó una baja en la producción del mineral y un importante costo social, por la pérdida de fuentes de trabajo.

Al igual que en el caso del petróleo y el gas natural, **Paraguay y Uruguay** no poseen reservas de carbón mineral, dependiendo completamente de la importación.

1.2 Energía Nuclear

La energía nuclear puede catalogarse como la más peligrosa de las fuentes energéticas convencionales. Pese a sus aparentes ventajas en términos de aplicabilidad, reviste enormes riesgos para los ecosistemas, la población y el medioambiente, como lo han demostrado a lo largo de la historia las catástrofes derivadas de su uso y procesamiento. Además, pese a todas las medidas de seguridad que puedan adoptarse, la energía nuclear genera desechos de gran toxicidad y riesgoso tratamiento. La reducción, traslado y depósito de los residuos nucleares no garantiza seguridad para la población y el medioambiente, ni aun con las más avanzadas tecnologías de procesamiento.

En **Argentina**, las reservas de uranio llegan a 12.000 toneladas, las que teóricamente podrían abastecer por más de 80 años los niveles actuales de consumo de esta energía –cerca de las 120 toneladas/año-. Sin embargo, en los años '90 se ha suspendido la extracción y el único yacimiento atractivo es el de Cerro Solo en Chubut, en el centro de la Patagonia, actualmente en proceso de licitación. Hay también actividades residuales en Malargue, provincia de Mendoza, y yacimientos no explotables de manera rentable

en Córdoba, Salta y La Rioja (zona centro y noroeste del país). Si se mantienen los precios actuales de esta fuente energética en el mercado mundial, es poco probable que se vuelva a producir localmente.

La demanda de 120 toneladas/año corresponde a las necesidades de las dos centrales termonucleares actualmente en operación – Atucha I y Embalse – con una capacidad instalada de 1.018 MW. Una tercera planta – Atucha II – aún no tiene plazo para finalizar su construcción.

En **Brasil**, las reservas de uranio alcanzan a 309.370 toneladas. Las actividades de explotación se localizan en Poços de Caldas (Minas Gerais) y, recientemente, en Lagoa Real (Bahía). Además, existen proyectos para viabilizar el aprovechamiento de los yacimientos de uranio localizados en Itataia (Ceará).

Actualmente, se encuentran en operación dos centrales nucleares en el estado de Río de Janeiro. La primera, Angra I, con 626 MW de potencia instalada (usando un reactor PWR, propiedad de la empresa norteamericana Westinghouse) entró en actividad en 1985. La segunda es la central Angra II, con 1.229 MW de potencia nominal instalada (que utiliza reactor PWR de la empresa alemana KWU) entró en operación en enero de 2001.

Adicionalmente, en los planes energéticos del gobierno, existe el proyecto para la implementación de la central Angra III en el mismo estado, también con 1.229 MW de potencia instalada, aunque no tiene definido un cronograma de obras.

1.3 Hidroelectricidad

La hidroelectricidad, aunque es un recurso energético más limpio que los combustibles fósiles, no cumple con requisitos de sustentabilidad, pues provoca significativos e irreversibles impactos ambientales, sociales y culturales, como lo evidencian la mayoría de los proyectos hidroeléctricos en la región. El Cono Sur cuenta con un importante potencial energético a partir de los recursos hídricos, razón por la cual se ha favorecido la implementación de grandes megaproyectos hidráulicos - teniendo en cuenta sus aparentes ventajas comparativas en términos de generación energética-, sin considerar que estas megarepresas favorecen la centralización de la producción; la concentración de los actores involucrados en la generación de energía; la vulneración de la soberanía y de los territorios de las comunidades aledañas a los cursos de agua (mayoritariamente, comunidades agrícolas y pueblos originarios); y el deterioro irreversible de los ecosistemas circundantes. Sólo las pequeñas centrales hidroeléctricas permitirían el uso social y ambientalmente sustentable del potencial energético de las aguas en la región.

En **Argentina**, el potencial hidroeléctrico total se estima en 19,4 GW. De este total, 14,8 GW corresponden a proyectos ya inventariados y en diferentes etapas de ejecución; de esta cantidad, 4 GW corresponden a proyectos hidroeléctricos finalizados o

en etapa de conclusión. En 1999, las centrales hidroeléctricas de Argentina generaron 31,2 TWh (INFOENER, 2001), o sea, cerca del 40% del total de la energía eléctrica generada en el país.

El potencial hidroeléctrico de Brasil actualmente en operación (cerca de 56,5 mil MW) representa "apenas" el 22% del potencial hidroeléctrico total, estimado en 260,3 mil MW. Prácticamente, 2/3 (63,6%) de este potencial se encuentra localizado en la Región de la Amazonía, principalmente en los ríos Tocantins, Araguaia, Xingu y Tapajós. El potencial hidroeléctrico ya utilizado se encuentra localizado en las cuencas de los ríos Paraná y Uruguay, que representan cerca del 20% del total.

En **Brasil**, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) tienen una potencia instalada de hasta 30 MW y embalses no superiores a 3 km², aportando un potencial estimado en 9.800 MW. (SIPOT/ELETROBRÁS, enero/2000). Este potencial incluye proyectos de 942 centrales en etapa de Inventario/ Viabilidad/ Proyecto Básico. Si se consideran aquellas centrales con 30 a 50 MW, el potencial estimado puede aumentar a 4.700 MW, incorporando 129 proyectos. Actualmente, existen 752 centrales de hasta 100 KW, que aportan un total de 26.644 KW; 666 centrales con potencias entre 100 y 1.000 KW, sumando un total de 265.950 KW, y 442 centrales con potencia entre 1.000 y 10.000 KW, que agregan 1.647.314 KW instalados.

Chile cuenta con un potencial hidráulico estimado en 24.000 MW, de los cuales se encuentran instalados alrededor de 4.130 MW (CNE, 2003). Las políticas energéticas del país han privilegiado los megaproyectos hidráulicos, en desmedro de la construcción de pequeñas centrales. Las principales centrales hidroeléctricas actualmente en operación, se ubican en la zona Centro-Sur del país, destacando la central Pangué, los embalses de Colbún, Rapel y Laja. En el año 2000, de 10.465 MW de potencia generados en la red eléctrica, 4.133 MW fueron aportados por la energía hidráulica a los diferentes sistemas de distribución, lo que equivale al 39,5% de la potencia total. El 60,4% de la potencia restante es generado a partir de centrales termoeléctricas, que usan combustibles fósiles, donde se ha extendido progresivamente el uso de gas natural. En términos de consumo, la hidroelectricidad representa el 7% de la demanda interna de energía y el 12% de la matriz eléctrica (CNE, 2003).

Paraguay y Uruguay cuentan con un importante potencial energético hidráulico. En **Paraguay**, la principal fuente de energía hidroeléctrica es el caudaloso río Paraná, limítrofe con el Brasil y la Argentina, que ha sido parcialmente aprovechado en Itaipú (12.600 MW; 80.000 GWh/año, el 50% de lo cual le pertenece al Paraguay; estando en proceso de instalación 1.400 MW más, que podrían dar 3.500 GWh/año más, en promedio); y Yacyretá (1.800 MW y 12.000 GWh/año, ampliable a 3.000 MW y 20.000 GWh/año). En el mismo aprovechamiento de Yacyretá, está en proceso de licitación la presa del Añacuá (250 MW, 1.500 GWh/año).

En el caso del río Paraná, resta aún por concretar los proyectos Corpus (4.000 MW, 20.000 GWh/año); e Itatí/Itacorá (1.500 MW; 6.000 GWh), aunque son iniciativas de menor factibilidad. Por su localización, todos estos aprovechamientos son binacionales, sobre los cuales Paraguay podría tener derecho a un 50%. Por su parte, los recursos hidroeléctricos de la región oriental no están totalmente inventariados, pero se estima que podrían generar unos 1.000 MW y unos 5.000 GWh/año, aproximadamente.

Casi el 70% de los recursos hidroeléctricos aprovechables del Paraguay ya están en operación y un 8% está en proceso de instalación o licitación. Restan sin aprovechar poco más del 20%, de los cuales el más importante (Corpus) se encuentra en una fase de evaluación de impacto ambiental, tras las crisis energética brasileña -que facilitó las condiciones de mercado para ello.

En cuanto a **Uruguay**, su potencial hidroeléctrico se estima en 1.815 MW. Una parte es aprovechada por las centrales hidroeléctricas de Constitución, Gabriel Terra y Baigorra (todas ubicadas en Río Negro y operadas por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, UTE), así como por varias microcentrales con potencias que varían entre 1 y 2 MW. En conjunto, la capacidad hidráulica instalada de Uruguay es de 649 MW.

En 1980, la participación de la energía hidráulica en la matriz de fuentes primarias fue de 22,6%; en 1990, subió a 36,2%; y en 1996, volvió a bajar llegando al 22,3%. Esta alza de 1990 se atribuye a la significativa reducción de la participación del petróleo – reflejo de la crisis del petróleo en los años '80-, lo que motivó un incremento en la oferta de energía hidráulica.

1.4 Biomasa

En **Argentina**, la biomasa está disponible en todo el territorio nacional, en la forma de residuos provenientes de diversas industrias, especialmente forestal, cerealista y azucarera.

En 1999, la producción total de leña alcanzó 1.952 miles de toneladas, 644 miles tep (1 tonelada = 0,25 tep), que corresponde a poco menos del 1% de toda la energía producida en el país. En ese mismo período, la producción de orujo de la caña de azúcar superó las 2.521 miles de toneladas y llegó a cerca de las 832 miles tep, lo que representa el 1% de la energía producida en Argentina en 1999.

En **Brasil**, se estima que existen 100 millones de hectáreas de superficie disponible para los cultivos energéticamente aprovechables. La utilización de la mitad de esa superficie podría generar la suma de 12 billones de dólares anuales a los productores rurales.

Este país también presenta enormes condiciones para desarrollar la generación de electricidad a partir del aprovechamiento de la quema de caña de azúcar, con una producción de 312 millones de toneladas entre 1998 y 1999. Actualmente, se produce entre 20 y 30 KWh por tonelada en las propias destilerías, lo que las hace autosuficientes.

La co-generación a partir del orujo de la caña es el mecanismo que presenta mayores posibilidades para incrementar, a corto plazo, la participación de las fuentes renovables en la producción energética. Se estima que existe actualmente una potencia instalada de 750 MW en la región Sudeste, concentrada en el estado de Sao Paulo -con 131 plantas- y una capacidad instalada excedente de 150 MW, localizada sobre todo en los estados de Pernambuco y Alagoas.

Con un adecuado desarrollo tecnológico, que permita aumentar la eficiencia en el proceso, se considera que Brasil puede obtener unos 3.000 MW a partir de la caña de azúcar. El potencial de generación, usando turbinas de condensación, puede llegar a 60 o 100 KWh/toneladas de caña.

Otro sector que presenta grandes posibilidades para la co-generación es la industria del papel y celulosa, a través del aprovechamiento de sus residuos en sistemas combinados de producción de energía eléctrica y calor. Se estima el potencial en 650 MW, sólo con la utilización de estos residuos industriales como combustibles.

Además, Brasil presenta condiciones privilegiadas para el cultivo de biomasa. A partir de la utilización de la caña de azúcar u otras variedades vegetales, es posible o de otras variedades de plantas, se puede producir energía, ya sea en la forma de alcohol o del poco conocido biodiesel, extraído de vegetales como la soya o el dendé. Si sólo el 10% de la superficie degradada de la Amazonia (70 millones de hectáreas) fuera reforestada con dendé ("oil palm" o palma africana -*elaeis guineensis*-), Brasil se transformaría en el mayor productor de biodiesel del mundo.

Por su parte, **Chile** cuenta con un 15% de consumo de leña como energía primaria (a modo de combustible) se localiza principalmente en las zonas rurales y en los sectores más carenciados de la población, que no acceden a otras fuentes (CNE, 2003). Sin embargo, el país cuenta con un importante potencial de energía biomasa en sus reservas forestales, del orden de los 6 millones de hectáreas. De ese total, 2 millones corresponden a plantaciones forestales y cerca de 4 millones a bosque nativo. Se estima que la cobertura forestal podría proveer 25 millones de toneladas de leña, o 8,25 Mtep (poder calorífico de 3.330 kcal/kg) de energía al año.

Actualmente, los escasos proyectos de aprovechamiento de biomasa para la generación de electricidad, se apoyan en sistemas de cogeneración, aprovechando residuos (licor negro, cortezas) provenientes de industrias como la celulosa. Sin embargo, su aporte a la matriz energética es muy poco significativo.

Aunque en el país existe un potencial de aprovechamiento de la biomasa para la generación de biogás, actualmente sólo se extrae este combustible de algunos vertederos en la región Metropolitana, explotando volúmenes muy pequeños y poco significativos.

En el caso de **Paraguay**, la superficie boscosa está en un dramático retroceso. Actualmente, menos del 10% de la Región Oriental –zona de mayor población que el resto del país- posee algún tipo de superficie boscosa, de la cual poco más de la mitad es bosque virgen, localizado principalmente en las reservas nacionales protegidas. Gran parte es bosque residual degradado en explotaciones privadas, grandes o pequeñas. Existen plantaciones de árboles de especies exóticas, no muy frecuentes ni extensas, aunque en aumento. Entre otras, se cuentan las plantaciones que son propiedad de empresas como Shell y Paraguay River Mill.

Teniendo en cuenta la existencia de unos 20.000 km² (2 millones de hectáreas) de superficie boscosa en la región oriental, con unas 150 toneladas de biomasa forestal por hectárea, en estos bosques existirían unas 300,0 millones de toneladas de biomasa forestal como reserva energética. Adoptando el factor de conversión 1 tonelada = 0,25 tep, existirían 75,0 millones de tep de biomasa forestal en la región oriental paraguaya.

En la zona del Chaco (equivalente al 60% del territorio paraguayo), aunque no existen mediciones precisas, se estima que aproximadamente un 25% (unos 60.000 km²) del territorio estaría conformado por bosques. Observando unas 100 tn de biomasa forestal por hectárea, se calcula una reserva de 600,0 toneladas de biomasa forestal, o bien, 150,0 millones de tep, el doble de la Región Oriental. Sin embargo, el escaso bosque existente se encuentra en proceso de rápida deforestación, debido a la transformación de la tierra en pasturas para ganado y, en mucho menor escala, las acciones para ampliar la frontera agrícola.

Las reservas de biomasa forestal del Paraguay se calculan alrededor de los 225,0 millones de tep, incluyendo todo tipo de maderas (no sólo las utilizadas para producir leña o carbón). En relación con la producción actual, su vida útil sería de 90 años. Sin embargo, considerando otros usos de los recursos forestales, como la extracción de madera para muebles y construcciones; como también el hecho que muchas veces se quema la leña para ampliar las pasturas para ganado y/o la frontera agrícola, la vida útil de los bosques en el Paraguay es muchísimo más limitada: apenas 10 a 15 años en la Región Oriental y un poco más para el Chaco.

Con respecto a la biomasa de residuos vegetales, es difícil de estimar cuál es el potencial energético del total de residuos generados por la actividad agrícola o la agroindustria (aprovechados o no) y además, muchos de ellos son de difícil o muy costoso aprovechamiento. Entre los residuos vegetales que son aprovechados energéticamente, se cuentan el bagazo de caña, la cascarilla y el carozo de coco, que generan 600 mil tep por año.

Sin embargo, existen importantes cantidades de residuos que no se utilizan y que generan un serio problema ambiental y de emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Aunque no existen cálculos precisos, es probable que estos residuos vegetales correspondan a un tercio (1/3) de los residuos que sí son aprovechados para la generación de

energía, sin incluir aquellos que son aprovechados en el propio suelo (como abono natural o para forraje de animales), algunos de los residuos no aprovechados son:

- (i) Los rastrojos del cultivo del algodón (300.000 ha/año y, quizás, en torno a 1,0 tonelada/ha), que según lo establecido por ley, deben ser quemados en el campo para evitar la propagación de la plaga del picudo;
- (ii) El aserrín de aserraderos y carpinterías, que muchas veces es quemado o tirado, sin un adecuado aprovechamiento energético; y
- (iii) Otros residuos agroindustriales menos significativos, como la cascarilla de arroz y los residuos resultantes del rastrojo de algodón (en las desmotadoras), que no son aprovechados energéticamente.

En muchos países se utilizan los residuos animales, principalmente excrementos, para producir energía (biogás). En Paraguay prácticamente no existen especies que produzcan este combustible; sin embargo, la cantidad de ganado mayor y menor del Paraguay es considerable, por lo que existe potencial en el uso de sus residuos. Aunque el ganado mayor está disperso en «estancias» de explotación extensiva, dificultando la concentración de residuos con miras a su aprovechamiento, existen granjas avícolas donde la concentración de las aves haría factible un aprovechamiento energético de los residuos que producen. De momento, no existen estudios que determinen el potencial energético de estos residuos.

En el caso de **Uruguay**, la biomasa - particularmente leña y residuos vegetales- ha sido objeto de gran atención, puesto que representa un potencial con reales posibilidades de expansión, pudiendo contribuir a reducir la dependencia de fuentes convencionales, derivados del petróleo o gas natural, sobre todo en la generación de electricidad.

Este país cuenta con una reserva forestal de eucalipto de 500.000 hectáreas. Según Honty (2000), esa reserva podría proveer 2 Mtep de energía al año sin poner en riesgo ese potencial; es decir, un 78,7% de la energía total consumida en 1998.

Aunque entre los años 1990 y 1996 se observó una baja de 558 mil tep a 537 mil tep en la oferta total de biomasa, su participación en la matriz energética uruguaya creció un 0,7% entre 1980 y 1996.

1.5 Energía Solar

Pese a su potencial, el aprovechamiento de la energía solar en América Latina es muy incipiente y se orienta principalmente a la electrificación rural de sectores aislados. A la fecha, existen grandes barreras tecnológicas y financieras para la masificación de esta energía en el Cono Sur.

La radiación solar global en Argentina varía de una media de 2,3 KWh/m²/día, en Tierra del Fuego, a una de 5 KWh/m²/día, en las regiones de Salta y Jujuy. En la región central del país, la radiación solar media es de 1600 KWh/m²/año, aproximadamente.

De acuerdo a las estimaciones de Greenpeace, la capacidad total instalada en sistemas fotovoltaicos en Argentina es del orden de 2 MWp (millones watt pico), la que es utilizada para abastecer de energía eléctrica en áreas aisladas, principalmente a servicios de telecomunicaciones, señalización, bombeo de agua e iluminación residencial.

Por su parte, la energía solar en **Brasil** es una fuente de energía muy abundante, a tal punto que no tiene sentido trabajar con las cifras de su potencial. Si cubriésemos la superficie del embalse de la central de Itaipú (1.350 km²) con paneles solares fotovoltaicos, se podría generar toda la energía eléctrica consumida en el país (330 billones de KWh). Sin embargo, tal empresa consumiría cien veces la cantidad de paneles solares construidos anualmente en el mundo entero. Actualmente, se estima que la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos, en Brasil, es del orden de 6 MWp. En cuanto al aprovechamiento térmico de la energía solar, el país cuenta con 1.500.000 m² de superficie de colectores solares. Ese mercado tiene un crecimiento del orden de 100.000 m² de colectores solares al año.

Particularmente, en la región Nordeste la radiación media anual es de 5.0 KWh/m². Hay lugares privilegiados, como el Valle del Río Sao Francisco, que cuentan con condiciones excepcionales para la implantación de sistemas fotovoltaicos de electrificación.

En **Chile**, al año 2000 la generación de energía a través de sistemas fotovoltaicos alcanzó los 886,5 MW/año (Informe País, 2002). La mayor parte de estos sistemas se localiza en zonas rurales aisladas, utilizándose principalmente en las labores de calentamiento de agua, cocción de alimentos y destilación. Entre 1992 y 2000, se han instalado alrededor de 2.500 sistemas fotovoltaicos para hogares, en el marco del Programa de Electrificación Rural (PER) impulsado por el Estado (CNE, 2003).

Según datos de la CNE, la zona Norte-Centro del país es la región con mayor potencial de energía solar del país y es una zona privilegiada en la disponibilidad de esta energía a nivel mundial, contando con una alta radiación durante casi totalidad de los días del año. El promedio de radiación solar entre las regiones I y III alcanza las 4.500 Kcal por m² al día; mientras que entre las regiones V y VIII el potencial es de unas 3.550 Kcal por m² al día. Sin embargo, en los sectores rurales la energía solar representa sólo el 0,5% de la generación eléctrica (INE, 2002) y esta tecnología aún no se extiende hacia las zonas urbanas, debido a múltiples barreras legales, económicas, tecnológicas y culturales.

En el caso de **Paraguay**, según estudios del Banco Mundial, la energía solar incidente en la superficie fluctúa entre unas 5 Mcal/m² en el extremo del noroeste del Chaco, hasta 4 Mcal/m², en la zona sureste de la región oriental paraguaya. El noroeste del Chaco es una zona particularmente propicia para aprovechar la energía solar, pues es un área semiárida, con un alto porcentaje de días con sol por año.

Por su parte, **Uruguay** carece de información detallada sobre las características del potencial solar disponible. Sin embargo, según informaciones de la Dirección General

de Meteorología, el país tiene una media de radiación que varía entre 2.000 y 2.8000 horas por año. Se estima que cada m² del país es capaz de generar 200 KWh de electricidad al año, por medio de paneles fotovoltaicos. Considerando estos datos y la superficie del territorio nacional, teóricamente el potencial solar para la generación de electricidad a través de paneles fotovoltaicos estaría entre 126 y 176 GW.

Con relación al aprovechamiento de energía solar para el calentamiento de agua, se estima que el consumo se ubica en torno de 2,6 mil tep, correspondiente al 0,1% de toda la energía consumida en el país en 1996.

1.6 Energía Eólica

En **Argentina**, la región con mejor potencial para el aprovechamiento de la energía eólica es la Patagonia, donde la velocidad media de los vientos varía entre 6 m/s y 8 m/s, llegando en algunos lugares a 9 m/s. En la costa atlántica, se pueden observar vientos con velocidades medias de 5 m/s. La región de la Pampa presenta vientos con menores velocidades medias, las que varían, generalmente, de 2,5 m/s a 4 m/s.

Según Spinadel y Gamallo (2002), la potencia instalada de molinos utilizados para bombear agua y, en algunos casos, para cargar baterías de automóviles, no sobrepasa los 30 MW, equivalentes a cerca del 0,2% del parque generador nacional.

En 1999, la potencia instalada de aerogeneradores era de 13 MW, que generaban 34,78 GWh. En junio de 2001, la potencia instalada había aumentado en 1,2 MW, con lo que llegó a 14,2 MW.

En el caso de **Brasil**, el potencial eólico se estima cercano a 143 GW (143 millones de MW), de los cuales sólo 20,3 MW se encontraban instalados en el año 2000. El mayor potencial se encuentra en las regiones Norte y Nordeste. Comparada a otras alternativas de generación en esas dos regiones, la energía eólica ofrece condiciones económicas bastante competitivas. Su costo de generación se ubica en la franja de 38 a 84 US\$/MWh.

La primera turbina eólica fue localizada en la isla de Fernando de Noroña y genera 75 KW, lo que se traduce en un ahorro anual de 70.000 litros de diesel. Por su parte, la primera central eólica, localizada en el Morro de Carmelinho en Diamantina (MG), cuenta con una capacidad nominal de 1 MW (usando 4 turbinas de 250 KW cada una). Actualmente se están llevando a cabo algunos proyectos de nuevas granjas eólicas (wind farms): en Ceará (dos centrales de 30 MW, cada una); en Alagoas (550 KW); en Bahía (1,2 MW); en Paraná (300 KW), y en Pará (40 KW, en sistema híbrido, con panel fotovoltaico de 10,2 KW).

En Ceará, ya se encuentran en operación dos centrales eólicas: la de Taíba, en el municipio de Sao Gonzalo do Amarante, con 10 aerogeneradores y capacidad total de 5

MW; y la de Prainha, en el municipio de Aquiráz, con 20 aerogeneradores de 500 KW cada uno, totalizando una potencia instalada de 10 MW.

En **Chile**, la potencia eólica instalada al año 2000 ascendía a 44,7 MW/año. Según la CNE, el país presenta características geográficas que favorecen la disponibilidad de esta fuente energética, principalmente en las regiones del extremo Sur y en algunas localidades específicas de la zona Norte-Centro. Al igual que en la energía solar, el gobierno ha recurrido a la energía eólica principalmente en el marco del Programa de Electrificación Rural (PER), pero sin aprovechar este recurso como aporte a la matriz energética nacional.

El principal proyecto de electrificación a partir de la energía eólica se localiza en Aysén, XI región, y cuenta con tres aerogeneradores de 660 KW cada uno, con una capacidad total de 2MW. Desde Noviembre del año 2001, este sistema abastece a 19.000 familias (CNE, 2003). Como parte del PER, destaca un proyecto implementado en Chiloé, X región, específicamente en Isla Tac, que opera desde octubre del 2001 con un mecanismo híbrido (eólico y diesel), utilizando dos aerogeneradores de 7,5 MW cada uno.

En contraste, **Paraguay** es un país con escasa velocidad del viento. En la mayor parte de la región oriental (centro y norte) y el bajo Chaco, la velocidad promedio no supera los 8 km/hora. En el sur de la región oriental, así como en el centro, existen velocidades promedio algo mayores a 10 km/hora, lo mismo que al noreste de la región (Departamento de Amambay). Es en el nor-oeste del Chaco donde existen vientos más fuertes y constantes, que alcanzan un promedio de 16 km/hora y más, por lo que en dicha zona es donde se debería analizar la posibilidad para su aprovechamiento.

Con respecto **Uruguay**, estudios preliminares muestran que el potencial eólico se concentra al sur del país, en las regiones costeras y serranas. En las sierras de las Ánimas y Caracoles, este potencial se estima en 600 MW. En la sierra de Caracoles, existe un potencial eólico de 300 MW y las condiciones de viento pueden proporcionar una capacidad entre 50% y 60%, cifra superior a la media mundial, que oscila entre 30% y 40%. Cabe señalar que esta estimación realizó con aerogeneradores de 1MW. Las sierras de Carapé y de Cañas, así como las regiones costeras, también presentan potencial para el aprovechamiento de la energía eólica, aunque inferior al presentado por los sectores antes mencionados.

En cuanto a la capacidad instalada, se calcula que en Uruguay existen unos 25.000 molinos repartidos por el país, que se utilizan para bombear agua y proveen alrededor de 3,4 mil tep, o sea, apenas el 0,1% de la energía consumida en el país en 1996.

Finalmente, cabe señalar que Argentina y Chile son los países con el mayor potencial de energía geotérmica en la región. En **Argentina**, las reservas de energía geotérmica están localizadas a lo largo de la Cordillera de los Andes, particularmente en las regiones Noroeste y Comahue, caracterizadas por presentar entalpía baja, mediana y alta.

Sin embargo, es necesario realizar estudios más detallados para definir con más precisión el potencial geotérmico existente en el país. **Chile**, por su parte, está ubicado en una zona sísmica y volcánica conocida como el “Cinturón de fuego” del Pacífico, con un potencial que no ha sido aprovechado. Recientemente – Enero del año 2000-, se promulgó la Ley 19.657 “Sobre concesiones de energía geotérmica”, que podría facilitar el desarrollo de exploraciones y proyectos. A Noviembre de 2002, se habían realizado 8 concesiones para la exploración a lo largo del territorio (CNE, 2003).

2. OFERTA Y CONSUMO DE ENERGÍA EN EL CONO SUR – SÍNTESIS

La región del Cono Sur depende principalmente de combustibles fósiles para su abastecimiento energético; dependencia que representa en casi todos los países cerca del 80% del consumo de energía primaria. Entendemos como energía primaria, aquellas fuentes energéticas que son aprovechadas directamente tras su extracción, petróleo, gas natural, carbón mineral, residuos vegetales y animales, energía hidráulica, energía solar, energía eólica, etc. Por su parte, la energía secundaria corresponde a los productos energéticos resultantes de los diferentes centros de transformación (refinerías, centrales hidroeléctricas, etc.) y destinados a los diversos sectores de consumo.

2.1 Argentina

En este país se observa una elevada participación de los combustibles fósiles en la oferta interna de energía primaria. En el siguiente cuadro vemos las principales fuentes de energía primaria

Tabla 1: Oferta interna primaria según fuentes en Argentina (en Mil tep), 1999

Fuente	Mil tep
Energía hidráulica	2.329
Nuclear	1.240
Gas natural	31.534
Petróleo	28.361
Carbón mineral	876
Leña, bagazo y otros	2.976
TOTAL	67.316

La proporción de esta participación se observa en el siguiente gráfico:



Como vemos, prácticamente el 80% de la oferta interna de energía primaria está constituida por combustibles de origen fósil.

Una de las características principales del sistema energético argentino está dado por el importante volumen de exportaciones de energía primaria alcanzando en el año 1999 las 13.817 miles de tep de petróleo lo que constituye el 32,7 % del petróleo extraído en el país y también una cantidad creciente de gas. Lo que se configura como una importante primarización de las exportaciones del país.

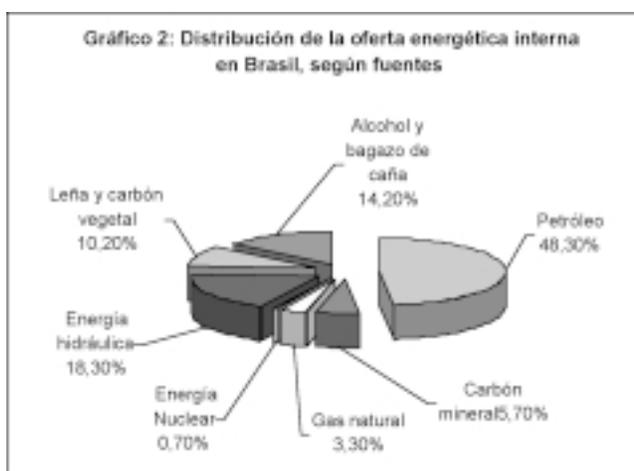
Respecto a las exportaciones de fuentes secundarias (aquellas fuentes que sufrieron ya algún tipo de transformación), éstas fueron de 6.876 mil tep, correspondientes al 9,8% de la oferta total del país en 1999. Entre ellas, las exportaciones de gas licuado, gasolina, kerosén, diesel y óleo combustible alcanzaron 6.198 mil tep (90,1%), donde se destacan la gasolina y el diesel, con 44,1% y 19,7% de las exportaciones totales, respectivamente.

Las importaciones de fuentes energéticas constituyen cantidades menores dado el perfil eminentemente exportador del país siendo que las fuentes secundarias sumaron 2.251 mil tep, entre las cuales, los derivados de petróleo contribuyeron con 1.518 mil tep. Se destaca la importación de diesel, que correspondió a 1.018 mil tep (45,2% del total). La electricidad aparece también con un peso importante en las importaciones, 553 mil tep.

Considerando la relación entre importaciones y exportaciones de energía, vemos que las pérdidas totales correspondieron a 1.250 mil tep, aproximadamente, el 2,1% de la oferta interna de energía del año 1999.

2.2 Brasil

La oferta interna total de energía en este país alcanzó en 1999 los 189.067 mil tep, con una participación de combustibles fósiles que asciende a 105.871 mil tep y de fuentes renovables equivalentes a 81.829 mil tep. La energía nuclear todavía mantiene una participación incipiente en la oferta, con 1.367 mil tep. Destaca la acentuada pérdida de importancia de la leña y del carbón vegetal como fuentes de energía en el curso de las dos últimas décadas, puesto que la oferta interna pasó de 30.695 mil tep (26,8%), en 1980, a 21.265 mil tep (11,3%). La distribución de la oferta energética en Brasil se ilustra en el siguiente gráfico.



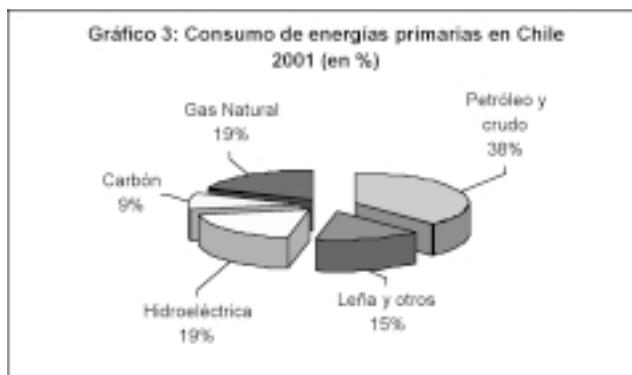
En cuanto al consumo total de energía, éste ascendió en el mismo año a 170,3 millones de tep. Restando esta cifra a la oferta interna de energía, se observa una pérdida total de 18,8 millones de tep, equivalentes al 9,9% de la cantidad total de energía que es puesta a disposición de los procesos de transformación y/o de consumo final.

Cabe señalar que en 1999, la relación entre oferta interna de energía y el producto interno bruto (PIB) presentó un índice de 0,34 tep/103 US\$, mientras que la oferta interna de energía quedó en 1,16 tep por habitante.

2.3 Chile

El sector energético chileno ha presentado una elevada expansión en los últimos 15 años. En promedio, la demanda de energía ha crecido a tasas alrededor del 10% anual durante la última década, muy por encima del crecimiento de la economía, que ha fluctuado entre el 7% y el 3%.

Esta tendencia se ha consolidado con una política energética basada en un sistema de mercado abierto y dependiente de los hidrocarburos y otros combustibles fósiles. Éstos aportan más del 66% a la energía primaria comercial del país, mientras que la hidroelectricidad aporta un 19%. La leña y otras fuentes, aportan con un 15% (Román, 2003).



Fuente: <http://www.cne.cl>

A nivel de energías secundarias (una vez que la energía primaria pasa por los centros de transformación), la dependencia hacia los combustibles fósiles es aún mayor. La matriz energética depende en un 73% de combustibles fósiles, como se ilustra en la figura 2 (Román, op. cit.)



Fuente: <http://www.cne.cl>

Como vemos, más del 70% del consumo total de energía corresponde a combustibles fósiles. Considerando que Chile no cuenta con grandes reservas de estos combustibles, esta tendencia refleja la vulnerabilidad, dependencia e insustentabilidad del abastecimiento energético en el país.

El 27% del consumo de energía secundaria a nivel país proviene de fuentes renovables (12% hidroelectricidad y 15% biomasa). Desde un punto de vista estrictamente ambiental, nuestra matriz energética es bastante «limpia», pues otro 24% de la energía secundaria proviene del gas natural, el menos sucio de los combustibles fósiles. En comparación con naciones desarrolladas, nuestras emisiones de CO₂ a partir de fuentes no renovables son relativamente bajas (Román, op. cit).

Cabe recordar que la hidroelectricidad en Chile es generada a partir de grandes centrales hidroeléctricas, con fuertes impactos ambientales y sociales en la implementación y funcionamiento de las represas. Todavía es muy pequeño el consumo de energía proveniente de fuentes renovables sustentables, como la solar, la eólica y la hídrica (de pequeñas centrales), las cuales no se consideran ni forman parte de la matriz energética nacional. Las fuentes renovables están relegadas a un papel menor de abastecimiento, orientado principalmente a la generación de electricidad en zonas extremas y de difícil cobertura por el Sistema Interconectado Central (SIC), responsable de la distribución eléctrica en todo el país.

2.4 Paraguay

La producción de energía del Paraguay se basa en energías renovables, pero no están siendo aprovechadas de manera sustentable, sino en forma depredatoria.

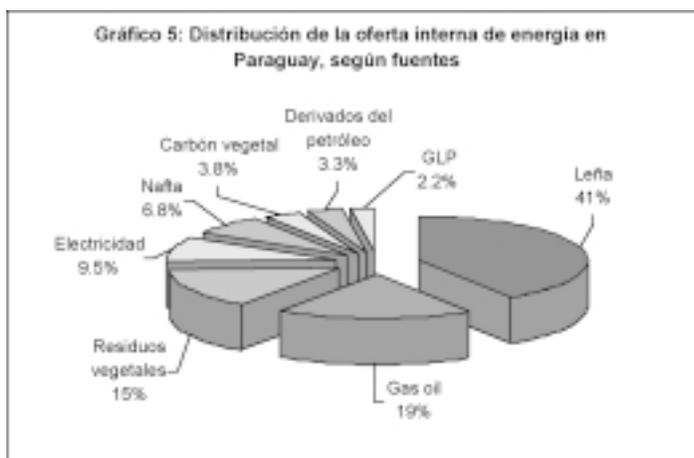
En 1998, la producción de energía fue de 8,84 millones toneladas equivalentes de petróleo (tep), más del doble del consumo final total de energía del país (4,00 millones tep). Ello está indicando que el Paraguay puede autoabastecerse con energías renovables y puede exportar exportando estas energías a la región.

Históricamente, Paraguay tuvo siempre una elevada participación de la biomasa (leña, residuos y carbón vegetal) en su matriz energética. Sin embargo, a partir de la segunda mitad del siglo XX y más precisamente, después de 1950, se empezó a intensificar la inserción de los combustibles fósiles en esa matriz. Esto se atribuye a los procesos de industrialización, urbanización y expansión de la frontera agrícola, que contribuyó a la reducción de las zonas boscosas e incrementó la red caminera del país. En los años 80, la matriz energética paraguaya experimentó nuevamente profundas transformaciones, por la puesta en marcha de la megacentral hidroeléctrica de Itaipú.

En 1998, Paraguay consumió 4.81 Mtep. La fuente energética más requerida en el país fue la leña, seguida de lejos por otras diversas fuentes, como se ilustra a continuación:

Tabla 2: Distribución de la oferta energética secundaria en Paraguay (en Millones tep), 1998

Fuente	Millones tep
Leña y derivados	1.63
Gas oil	0.75
Residuos vegetales	0.6
Electricidad	0.38
Nafta	0.27
Carbón vegetal	0.15
Alcohol y derivados petróleo	0.13
Gas licuado de petróleo (GLP)	0.9
TOTAL	4.81



Estos valores confirman el predominio de las fuentes energéticas renovables en la matriz paraguaya, cuyo consumo total llegó a 2,38 Mtep, cerca del 60% de la energía total consumida en el país, sin considerar la participación de la fuente hídrica, responsable de la generación del 99,9% de la electricidad producida en el país. Por otro lado, el consumo de derivados del petróleo llegó a 1,24 Mtep, cerca del 31% del total de la energía consumida en el país.

2.5 Uruguay

Entre 1980 y 1996, la oferta total de energía pasó de 3.055 mil tep a 2,895 mil tep, lo que significa una reducción de un 5,2%. Tal reducción está relacionada, principalmente, con la caída de la oferta de petróleo, que bajó de 1.884 mil tep, en 1980, a 1.713 mil tep en 1996. Esta caída se atribuye, a su vez, al incremento en el precio internacional del crudo entre los años 1979 y 1984. El efecto de este fenómeno en el

país se puede observar de forma nítida en 1990, año en que la oferta de petróleo descendió a 1.260 mil tep, lo que constituye una reducción de un 33% respecto a la oferta de 1980.

De ese total de 2.895 mil tep, respecto a las fuentes primarias, el petróleo representó el 59,2%; la energía hídrica, el 22,2%, y la biomasa, el 18,6%. La oferta de fuente secundarias alcanzó a 2.958,7 mil tep. Los derivados del petróleo representaron el 62,7% de esa oferta; la energía eléctrica, el 37,2%, y el carbón vegetal, el 0,1%.

Entre 1980 y 1996, la participación de fuentes renovables en la oferta total de energía pasó de 1.171 mil tep a 1.182 mil tep; lo que implica un crecimiento de apenas un 0,94%. Sin embargo, a raíz de la crisis petrolera, Uruguay se vio obligado a adoptar una estrategia de sustitución de los derivados del petróleo. Con este fin, se fomentó el uso de energía hídrica en la generación de electricidad. En 1990, la oferta de esas fuentes de energía llegó a 1.588 mil tep, contribuyendo con el 64,9% de la oferta total de energía renovable. Por su parte, la oferta de biomasa (leña y residuos vegetales) pasó de 481 mil tep a 537 mil tep, registrando, así, un aumento en la oferta de 11,6%.

En cuanto al consumo total de energía, desde 1965 hasta 1980 pasó de 1,686 mil tep a 2.026 mil tep; lo que representa una tasa de crecimiento anual de 1,2%. En ese mismo período, el consumo de derivados de petróleo tuvo una tasa de crecimiento anual de 0,8%, pasando de 1.167 mil tep a 1.317 mil tep. En 1985, el consumo total cayó a 1.735 mil tep; por lo tanto, la tasa anual se redujo a -3,1%; mientras que el consumo de derivados de petróleo, al llegar a 920 mil tep, registró una reducción de su tasa anual de un -6,9%. Esto se atribuye al alza del precio del petróleo en 1979.

A partir de 1985, el consumo total de energía vuelve a crecer, llegando a 2.541 mil tep en 1998; mostrando una tasa de crecimiento anual de 3% en este período. El consumo de derivados de petróleo muestra un comportamiento semejante, llegando a 1.590 mil tep en 1998, con una tasa de crecimiento anual de 4,3%.

La participación del consumo de derivados de petróleo en el consumo total de energía siempre estuvo por sobre en 50%, incluso en período de crisis. En los años 1965, 1975, 1980, 1997 y 1998, esa participación fue superior al 60%. Como el país no posee reservas para atender ese consumo, la única solución se encuentra en las importaciones de petróleo, constituyendo un cuadro de fuerte dependencia.

En lo que se refiere a las energías solar y eólica, estimaciones optimistas han considerado un consumo de 6 mil tep de esas fuentes, o sea, el 0,24% del consumo total

observado en 1998; sin embargo, por ser todavía poco significativo, éste no ha sido considerado en la matriz energética.

Las pérdidas totales de energía, en el año 1996, fueron estimadas en 684,5 mil tep, correspondientes al 22,8% de la oferta interna del país en ese año.

3. CONSUMO ENERGÉTICO EN EL CONO SUR SEGÚN SECTORES

3.1 Sector Industrial

En **Argentina**, la industria se ubica en el segundo lugar de los principales consumidores de energía. En 1999, consumió 12.265 mil tep, el 27,4% de toda la energía consumida en el país.

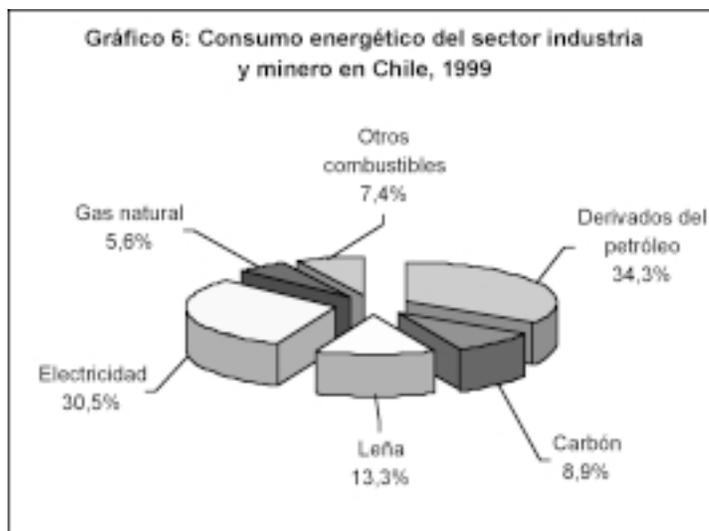
Entre las fuentes más consumidas, se destacan: el gas distribuido por red, con 5.960 mil tep (48,6%); la electricidad, con 2.813 mil tep (22,9%), y otras fuentes primarias, con 1.389 mil tep (11,3%). Además, este sector consume el total de la oferta interna de bagazo.

El consumo energético en el sector industrial ha crecido a una tasa media anual de 2% entre 1980 y 1999; habiéndose verificado una importante disminución del consumo de diesel y de óleo combustible, los que fueron sustituidos por gas natural y por electricidad. La participación de este sector en la matriz energética de consumo pasó de 28,7%, en 1980, a 27%, en 1999. Esta disminución es consecuencia de la compleja situación económica por la que ha atravesado el país en los últimos años.

En **Brasil**, el sector industrial concentra el 34% del consumo final de energía, equivalente a 57.000 mil tep. Las actividades que más consumieron energía en este sector fueron: siderurgia (8%), aluminio (4,5%), papel y celuloide (3,5%).

En **Chile**, el sector industrial y minero concentra alrededor del 25% del consumo total de energía en el país (CNE, 2003). La tasa de crecimiento del consumo energético en este sector, para el período 1990-1999, ha sido cercana al 6,9%, tendencia que tiene a mantenerse en el tiempo. Esto significa un creciente gasto para el país, si se relaciona con la contracción que ha experimentado el Producto Interno Bruto nacional desde 1998. Además, este aumento sostenido del consumo revela la falta de políticas de eficiencia energética en el sector.

La distribución del consumo de energía en este sector, según fuentes energéticas, se aprecia en el siguiente gráfico:



Fuente: CNE, *Índices de eficiencia energética en Chile: Tendencias del sector industrial y minero, 1990-1999*. 2003.

En Uruguay, el consumo del sector industrial alcanzó a 494,8 mil tep, correspondientes al 21,4% del consumo total de energía observado en 1996. La participación de los derivados del petróleo fue de 209,1 mil tep (42,3%), destacando el consumo de óleo combustible, con 194,7 mil tep; biomasa (leña, carbón vegetal y residuo), con 174,4 mil tep (35,2%); electricidad, con 110,5 mil tep (22,3%); carbón y coque mineral, con 0,8 mil tep. Cabe destacar que todo el residuo de biomasa (37,1 mil tep) fue consumido por este sector.

3.2 Sector Transporte

Este sector es el mayor consumidor de energía en Argentina, con 14.134 mil tep en 1999, lo que representa el 31,6% de la energía total consumida en el país. La tasa media anual de crecimiento del consumo en este sector se mantuvo en 1,7% en los últimos veinte años, aunque su participación en la matriz de consumo energético se redujo desde un 35,4%, en 1980, a 31,7%, en 1999.

El consumo de derivados de petróleo en este sector, es bastante elevado: 12.840 mil tep en 1999, o sea, el 90,8% del consumo total de energía observado en el sector. El diesel y la gasolina, con consumos de 7.348 mil tep (52%) y 3.986 mil tep (28,2%) respectivamente, fueron las fuentes más consumidas en este sector.

En los últimos años se ha utilizado gas natural en el transporte público y privado, como sustituto del diesel y de la gasolina. La participación del gas natural fue de 1.252 mil tep en 1999, representando el 8,9% del consumo.

En **Brasil**, el sector de los transportes responde por el 28% del consumo final de energía, equivalente a 47,2 millones de tep en el año 1999. De ese total, el 90% es destinado al transporte terrestre, principalmente al transporte de cargas.

De todo el diesel consumido en el país, el 76% es utilizado en el transporte, en tanto que sólo el 0,4% de la energía eléctrica es utilizada para ese fin.

En **Chile**, el sector transporte consume casi exclusivamente petróleo y derivados, concentrando la mayor demanda sectorial de esta fuente energética a nivel nacional. En 1998, el transporte consumió 3.025 miles de m3 de petróleo diesel, lo que representa el 64% del consumo total de este combustible a nivel nacional en ese año. El transporte consume el 100% de la gasolina disponible en el país y sólo un 0,19% de gas natural, lo que revela la escasa introducción de energías un poco más limpias en este sector (CNE, 2003).

En **Uruguay** el sector transporte también es el principal consumidor de energía, con un consumo de 769,1 mil tep en 1996, que corresponde al 33,3% del consumo total nacional. Las principales fuentes consumidas fueron el diesel, con 431,1 mil tep, y la gasolina, con 333,1 mil tep; cifras que corresponden, respectivamente, al 56,1% y al 43,3% del consumo total observado en el sector.

3.3 Sector Residencial

Este sector es el tercer mayor consumidor de energía en **Argentina**, con una tasa de 9.240 mil tep en 1999, equivalente al 20,7% del consumo total. El consumo observado en los últimos veinte años creció a una tasa media anual de 3,4%, la más elevada tasa del período en comparación con los demás sectores. La participación del sector residencial aumentó de 22,3%, en 1980, a 27,5%, en 1999.

La principal fuente energética consumida por el sector es el gas natural distribuido por red, con un consumo de 5.741 mil tep en 1999, correspondiente al 62,1% del consumo en el sector y al 38,9% del consumo total de gas en el país. Por su parte, el consumo de electricidad en el mismo año fue de 1.769 mil tep, el 19,1% de la energía consumida en este sector y el 29% de toda la electricidad consumida en el país. Finalmente, el gas licuado contribuyó con 1.028 mil tep, 11,1% del consumo total de este sector.

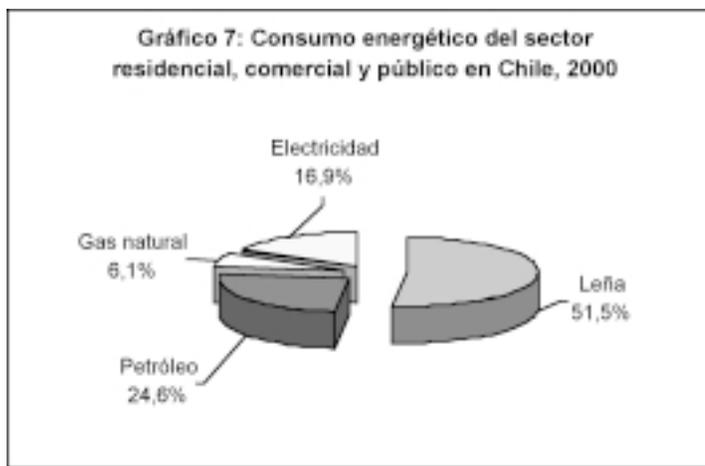
En 1999, el consumo total del sector residencial de **Brasil** quedó en 21,1 millones de tep, correspondiente al 12,4% de la energía total consumida en el país. Entre las fuentes energéticas con mayor participación destacan: la electricidad (37,4%), la leña y el carbón vegetal (32,2%), y los derivados de petróleo (29,9%). El consumo de gas natural, por su parte, tiene una participación inferior al 0,5%.

En lo que se refiere a los derivados del petróleo, la ampliación del consumo de este tipo de combustibles -sobre todo para la cocción de alimentos- hizo que la demanda de GLP llegara a 32,4 mil m³/día (equivalente a 140,5 mil b/d), frente a una producción en las refinерías de 18,3 mil m³/día (equivalente a 79,7 mil b/d). Por lo tanto, el GLP tiende a colapsar la estructura de refinación y consumo.

Respecto a la participación del sector residencial en el consumo total de leña y de carbón vegetal en el país, ésta llegó al 39,2% en 1999. Ahora bien, considerando sólo el consumo de leña, este correspondió, en términos absolutos, a 20,9 millones de toneladas, o el 47,6% de un total de 43,9 millones de toneladas consumidas en Brasil para fines energéticos.

Del total de energía consumida por el sector residencial público y comercial en **Chile**, un 51,5% proviene de la combustión de leña; derivados del petróleo, como gas licuado y kerosene, aportan con un 24,6%; la electricidad representa el 16,9%; y el gas licuado, un 6,1% (Informe País, 2003).

Este importante consumo de leña se concentra en los sectores más pobres de la población, que no acceden a otras opciones energéticas, lo que refleja la inequidad social del abastecimiento de energía en el país.



Fuente: Informe País, Estado del Medio Ambiente en Chile, 2002.

En cuanto al consumo de combustibles fósiles derivados del petróleo y el gas, al año 1998 el sector residencial, público y comercial concentraba el 0,5% de la demanda de petróleo combustible; el 1,2% de petróleo diesel; el 54% de kerosene doméstico; el 79,5% de gas licuado; y el 6,2% del gas natural. El alto consumo de gas licuado confirma la tendencia del consumo en el sector hacia opciones convencionales, debido principalmente a su menor costo, fácil acceso y a la escasa cobertura de tecnologías que utilicen otras fuentes.

En **Uruguay**, el sector residencial es el segundo mayor consumidor de energía. En 1996, el consumo total del sector llegó a 677,9 mil tep, correspondiente al 29,3% de toda la energía consumida en el país.

Las principales fuentes consumidas fueron la biomasa (leña y carbón vegetal), con 303 mil tep (44,7%); la electricidad, con 206,1 mil tep (30,4%), y los derivados del petróleo, con 168,8 mil tep (24,9%), entre los que se destaca el gas licuado, que presentó un consumo de 98,5 mil tep.

3.4 Sector Agropecuario

En **Argentina**, este sector presenta el mayor saldo exportador de energía en el país, debido a la producción y exportación de materias primas con bajo valor agregado (commodities). En 1999, consumió 2.623 mil tep, el 5,9% del consumo total de energía. A este valor, el diesel contribuyó con el 95,8%; otras fuentes primarias, con el 2,3%, y la electricidad, con 1,6%. La fuerte participación del diesel en el consumo del sector agropecuario se atribuye, en parte, al uso de las maquinarias vinculadas a las actividades agropecuarias. En los últimos veinte años, este sector registró una tasa media anual de consumo del 3,2%.

En **Brasil**, este sector presentó un consumo de 7,6 millones de tep en 1999, cerca del 4,5% de toda la energía consumida en el país. En este total, los derivados del petróleo contribuyeron con el 61,8%; la leña y el carbón vegetal, con el 22,4%, y la electricidad, con el 15,8%.

En **Chile**, las estadísticas no especifican el consumo de energía en el sector agropecuario, lo que constituye una grave falencia para analizar el costo real de estas actividades, considerando que la industria agrícola monoexportadora ha sido uno de los ejes fundamentales de las políticas de crecimiento económico, impulsadas por los gobiernos chilenos durante las últimas dos décadas.

En **Uruguay**, el consumo total de energía en el sector agropecuario correspondió a 200,5 mil tep en 1996, el 8,7% del consumo total de energía verificado en el país.

El sector agropecuario es altamente dependiente de los derivados del petróleo, cuyo consumo llegó a 194,8 mil tep, correspondiente al 97,2% de la energía total consumi-

da por este sector, en el que se destaca el consumo de diesel, que alcanzó la suma de 183,5 mil tep (91,5%).

El consumo de electricidad quedó en 5,7 mil tep, el 2,8% de toda la energía consumida en el sector agropecuario. Se destaca el hecho de que, en este sector, no se presenta el consumo de ningún tipo de biomasa.

3.5 Sectores Comercio y Público

Tal como ocurre en los sectores industrial y residencial, en Argentina, los sectores comercial y público presentan un predominio de la electricidad y del gas distribuido por red. De los 3.143 mil tep consumidos en 1999, la participación del gas correspondió al 50,2%; la de la electricidad, al 45,3%, y el gas licuado, el diesel y el óleo combustible contribuyeron con el 4,5% restante.

En **Brasil**, el consumo de energía observado en estos dos sectores correspondió a 8,5 millones de tep en 1999, o cerca del 5% del consumo total de energía. Entre las principales fuentes consumidas, se destacan: la electricidad (81,2%), los derivados del petróleo (16,5%), el gas natural, la leña y el carbón vegetal (2,3%).

En **Chile**, las estadísticas de consumo energético en este sector se presentan en conjunto con el sector residencial, descrito en el ítem anterior. Al ser presentadas de esta forma, no es posible apreciar en detalle la magnitud del consumo energético en los subsectores comercial y público. Cabe señalar que aunque mantienen tendencias nacionales - uso preponderante de combustibles fósiles-, el sector comercial y público en Chile, a diferencia del sector residencial, generalmente no utiliza leña como combustible; cuenta con una mayor cobertura eléctrica; y prácticamente no utiliza fuentes renovables, porque como se señaló con anterioridad, la mayor parte de éstas se desarrollan en el marco del Programa de Electrificación Rural, con un carácter muy marginal.

En **Uruguay**, estos sectores consumieron 168,2 mil tep, el 7,3% de la energía total consumida en el país en 1996. La principal fuente de energía consumida en estos sectores fue la electricidad, con 125,2 mil tep (74,4%); seguida por los derivados del petróleo, con 39,9 mil tep (23,7%), entre los cuales, el diesel contribuyó con 29,8 mil tep, el 1,8% del consumo total de energía de este sector.

4. ACTORES – INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL EN EL CONO SUR

4.1 Argentina

La concentración de la propiedad en los distintos segmentos de las cadenas de producción se produjo luego de la privatización, comenzando por gas y petróleo:

Reservas Comprobadas:

Una empresa (REPSOL YPF) posee el 52,4 % de las reservas, mientras que las 6 empresas que le siguen poseen el 28,6 % quedando para las 41 empresas restantes el 19%.

Producción:

De 24 empresas productoras, REPSOL YPF concentra el 56,5 % de la producción; las siguientes 8, el 32,1 % y las 15 restantes, el 11,4 %.

Refinación:

Entre 8 empresas refinadoras, REPSOL YPF procesa el 52,7 %, las siguientes 2 empresas el 32,6 % y las 5 restantes el 14,7 %.

En definitiva, el fin del vapuleado “monopolio estatal” derivó en un grupo de siete empresas que manejan prácticamente el 90 % de la producción de petróleo, proceso montado en un sinnúmero de prebendas, entre las que se cuentan:

- La derogación del impuesto al crudo procesado;
- La supresión de los derechos de exportación e importación del petróleo crudo y de sus derivados;
- La seguridad para las exportaciones del tipo de cambio más favorable.

Además, la mayor parte de las grandes empresas petroleras tienen fuertes inversiones en el exterior o son gigantescas asociaciones transnacionales. Una transnacional (BP) y un grupo económico local (Bridas) conforman la asociación American Energy; la megaempresa REPSOL YPF se ha integrado con PLUSPETROL, Maxus y ASTRA; y las empresas Petrobras y Perez Companc han conformado un grupo con presencia creciente en Sudamérica, particularmente en la integración energética de nuestra región, como lo evidencia su participación en el desarrollo gasífero de Bolivia y el Norte Argentino, el tendido de gasoductos a Brasil, el oleoducto de crudos pesados en Ecuador y el megaproyecto de gas natural en Neuquén.

También participa fuertemente el grupo económico Techint, en calidad de constructor y/o productor petrolero (TECpetrol). Techint es uno de los mayores proveedores de tubos sin costura para ductos y pozos de hidrocarburos.

El mercado de expendio de combustibles líquidos es dominado por tres corporaciones: REPSOL, Esso y Shell, incorporándose recientemente Petrobras y PVDSA. También existen posiciones monopólicas en el sector de gas licuado, dominado por Repsol.

En los doctos internacionales también participan otras empresas energéticas: Tractebel, en Norandino; Southern Energy, en Atacama; American Energy, en el gasoducto Cruz del Sur que conecta Buenos Aires y Uruguay; y RGS, de Brasil.

Cabe señalar que las empresas petroleras y gasíferas también participan crecientemente en el mercado de generación eléctrica, para valorizar su producción de gas (donde el predominio de REPSOL es aún mayor). La distribución eléctrica en las grandes ciudades también se encuentra muy concentrada, con alta participación de empresas extraregionales y en menor medida, chilenas.

Otros actores del sector energético en el país son las transnacionales europeas y estadounidenses, y en menor medida, empresas chilenas y argentinas.

Por su parte, el sector de transporte y distribución doméstica de gas está sujeto a un marco regulatorio de precios, lo cual no genera rentas extraordinarias y atrae bajas inversiones. Ello evidencia el rol determinante que pueden desempeñar los marcos regulatorios. La falta de regulación en el sector petrolero se ha traducido en un monopolístico manejo del sector por las grandes empresas, donde la cobertura y el abastecimiento dependen de criterios de mercado.

En los casos donde existe regulación, se crearon los Entes de control sobre los cuales se debería realizar un seguimiento por parte de la sociedad civil para poder garantizar el cumplimiento de su función.

4.2 Brasil

La implementación de un amplio proceso de privatización en Brasil se inició con el traspaso del sector siderúrgico, controlado por el Estado, al sector privado. El proceso continuó con la retirada del Estado del sector petroquímico, y se ha concretizado más recientemente con la transferencia de los servicios públicos al sector privado. Estos procesos tienen su origen en la Ley 8.931, promulgada el 12 de abril de 1990, donde se estableció un Programa Nacional de Desestatización (PND) y se encargó al BNDES su gestión.

La privatización de los servicios públicos (que comprende sectores como energía eléctrica; telecomunicaciones; petróleo; construcción de carreteras, puertos y aeropuertos; saneamiento básico; abastecimiento de agua; etc.) ha significado que el Estado deje de ser el responsable directo del desarrollo económico y social, como productor y administrador de bienes y servicios. Por ende, se impone la necesidad de redefinir su papel, en el sentido de su capacidad para asumir las actividades de regulación y fiscalización de las actividades traspasadas a la iniciativa privada.

Sin embargo, el proceso privatizador se inició con anterioridad a la creación de entidades regulatorias ad hoc. Cuatro empresas de distribución de electricidad fueron tras-

pasadas a privados, antes de constituirse el órgano regulador del sector eléctrico –la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)-, que fue creado el 6 de octubre de 1997 a través del decreto 2. 335. De hecho, la venta de Escelsa –empresa distribuidora- se llevó a efecto el 11 de julio de 1996, 17 meses antes de la creación de ANEEL.

Sector eléctrico

Actualmente, cerca del 70% del mercado de distribución de energía eléctrica del Brasil se halla bajo el control de empresas privadas. Entre las cuales se encuentran empresas trasnacionales, como las norteamericanas AES, Houston, Enron, CMS Energy, Pennsylvania Power & Light; españolas, como Endesa, Iberdrola, Chilectra y Enersis (controlada por Endesa); la estatal francesa EDF; la portuguesa EDP.

Con el proceso de reestructuración del sector eléctrico, se perfilaron dos tipos de mercado: libre, constituido por los consumidores con demandas superiores a 3.000 KW (a partir de 2003, se prevé la reducción de ese límite mínimo a 300 KW), que puede elegir la empresa con la que va a establecer su contrato de compra de electricidad; y cautivo, constituido por todos los consumidores que reciben electricidad de baja tensión, por representar pequeñas cargas (residencias, pequeño comercio y servicios). Su opción de compra es nula, debido tanto a los costos de transporte involucrados en el abastecimiento a largas distancias, como a los costos de transacción que implicaría cada cambio de abastecedor por parte de un consumidor cautivo. Considerando que los contratos de concesión firmados entre ANEEL y los consorcios que adquirieron las empresas tienen una duración de 30 años, durante este período las empresas distribuidoras tienen prácticamente garantizada la exclusividad del abastecimiento en el mercado cautivo.

Por su parte, la definición de precios no contempla ningún mecanismo que garantice un traspaso de las eventuales ganancias por productividad a las tarifas, para distribuir estos beneficios a toda la población.

El discurso oficial dice que la privatización del sector eléctrico constituyó un éxito, por el aporte de recursos que proporcionó la transferencia de los activos de las empresas a la iniciativa privada. Sin embargo, es innegable que cerca del 48% de los recursos considerados como recaudación por venta de las empresas distribuidoras tienen su verdadero origen en el dinero público, tanto en la forma de recursos del BNDES (a título de préstamos) como en fondos de pensiones. La recaudación total percibida por el gobierno, en definitiva, está en gran medida constituida por fondos estatales en su origen.

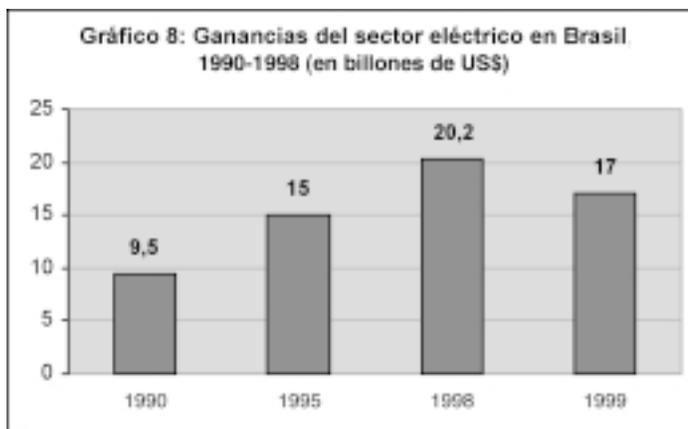
A ello se agrega que los recursos provenientes del BNDES fueron concedidos en condiciones extremadamente ventajosas a los consorcios tomadores de los préstamos. Además, el origen de los recursos del BNDES proviene en un 25% del Fondo de Protección del Trabajador (FAT), por lo que gran parte de los recursos de los trabajadores del país fueron derivados, finalmente, al sector privado que su vez, con estos medios pudo adquirir los servicios públicos.

Por lo tanto, el proceso de privatización del sector eléctrico representó un gigantesco proceso de transferencia de rentas, utilizando el dinero público para beneficiar a grupos empresariales y garantizar el propalado “éxito” de las privatizaciones.

Sin embargo, el proceso de privatización del sector eléctrico ha sufrido una seguidilla de postergaciones, respecto al cronograma inicialmente previsto. Empresas estatales de distribución, como CEAL, Cepisa, Ceron, Celesc y Eletroacre -algunas de las cuales ya fueron puestas en licitación, aunque sin interesados- continúan en compás de espera para ser sometidas al proceso de venta.

Por su parte, las empresas federales de generación -incluyendo FURNAS, CHESF y ELETRONORTE- también han sido objeto de indefiniciones, desde cuestionamientos al modelo de venta, hasta aspectos de orden jurídico institucional, determinados por la Ley 9.433 de los Recursos Hídricos, que establece la obligatoriedad del uso múltiple de las aguas. La introducción de un nuevo actor institucional en este cuadro -la ANA (Agencia Nacional de las Aguas)- contribuye a complejizar la agenda privatizadora.

Sin embargo, durante los últimos años el sector eléctrico ha aumentado progresivamente su recaudación, como lo refleja el siguiente gráfico:



Cabe señalar que en 1999 la tasa de cambio fue menor a la de períodos anteriores: 1 US\$ = R\$ 1,80 en vez de la paridad, por lo que en dicho año se estima una facturación total de R\$ 30,4 billones, equivalentes a cerca de 17 billones de US\$. Es la variación en el tipo de cambio (y no una pérdida en la productividad o un declive en las tarifas) lo que explica el leve descenso de las ganancias totales entre 1998 y 1999.

Paralelamente, las empresas del sector eléctrico han reducido progresivamente el número de empleados, pasando de 209.400 funcionarios en 1989, a 171.000 trabajadores en 1995 y 104.000 en el año 2000. En tanto, del total de las ganancias percibidas por estas empresas, sólo entre el 7% y 10% se destina a remuneraciones de sus empleados. Los procesos de

privatización, en definitiva, fueron acompañados del deterioro en las condiciones del trabajo, aumento del desempleo y precarización de las remuneraciones en el sector.

Sector petróleo y gas

En este sector, el marco legal regulatorio de las actividades que involucra fue creado a partir de la promulgación de la Ley N° 9.478, el 06/08/1997, que contribuyó a flexibilizar el monopolio de la megaempresa Petrobras y creó la Agencia Nacional del Petróleo –ANP.

En el mes anterior a la creación de la ANP, dos empresas de distribución de gas habían sido transferidas al capital privado, a través de una licitación:

- La empresa CEG (Río de Janeiro), vendida el 14 de Julio de 1997 a un consorcio compuesto por la empresa norteamericana Enron International (45%); las empresas españolas Gas Natural SDG (34%) e Iberdrola (17%); y la empresa argentina Pluspetrol (4%).
- La empresa Rio Gas (Río de Janeiro), también vendida en esa fecha a un consorcio compuesto por las empresas españolas Gas Natural SDG (60%), Bergogna Part (20%) y por la empresa norteamericana Ementhat Part (20%).

Posteriormente, la Comgás (SP) fue vendida el 14 de Abril de 1999 a un consorcio compuesto por las empresas inglesas British Gas (70%) y Shell (26%), y por la empresa CPFL (4%), controlada por el grupo nacional VBC (Votorantim/Bradesco/Camargo Correia)

En cuanto a la concesión de áreas para la prospección de petróleo y gas natural, a partir de 1999 se inició una serie de licitaciones, con el objetivo de alcanzar la autosuficiencia de petróleo en el corto plazo. En junio de dicho año se produjo la primera apertura, con la oferta de 27 bloques en 8 cuencas sedimentarias, equivalentes a 132 mil km². En dicha ocasión sólo se remataron 12 bloques. Además de la Petrobrás, en esta licitación también participaron empresas internacionales del sector, como AGIP, Exxon, Mobil, Shell, Texaco, Unical, YPF, entre otras.

En junio de 2000 se realizó una segunda licitación, ofreciendo 23 bloques localizados en 9 cuencas sedimentarias, con una superficie total de 59 mil km². Fueron rematados 21 bloques.

Una tercera licitación se produjo en junio de 2001, con la oferta de 53 áreas, de las cuales 34 fueron rematadas por 22 empresas de 12 países. Entre ellas, 6 empresas participaron por primera vez: las norteamericanas Phillips Petroleum, Samson y Ocean Energy; la alemana Wintershall, la noruega Statoil y la danesa Maerk.

Como resultado de este proceso, actualmente existen en Brasil -además de la Petrobrás- 41 empresas extranjeras concesionarias en las actividades de prospección y producción de petróleo y gas, tanto organizadas en consorcios y sociedades, como aisladas.

La ANP prevé todavía una cuarta licitación, con la oferta de 55 áreas de prospección de petróleo y gas natural.

En cuanto a los empleos generados en el sector, las reducciones en los últimos años, paralelas al proceso de licitaciones, han sido significativas. En 1989, Petrobrás contaba con 60 mil funcionarios en su casa matriz, de un total de 88 mil trabajadores en las empresas prestadoras de servicios. Datos más recientes registran un total de 35,9 mil funcionarios de Petrobrás en 1999, de los cuales 15,6 mil se encuentran en las actividades exploración y producción, y 11,8 mil, en las actividades de transporte, refinación y comercialización.

En definitiva, se observa una significativa reducción del contingente de mano de obra, tanto en el sector petróleo como en el sector eléctrico. La proporción de los salarios en los costos totales del sector energético también es pequeña, puesto que las empresas más modernas, como las de petróleo y las de electricidad, son del tipo “capital-intensivo”. El proceso de privatización escasamente ha acelerado el aumento de la productividad, sin transferir a la sociedad sus beneficios de este proceso, en la forma de menores precios y tarifas. Además, la ausencia de un mayor control social en las privatizaciones y licitaciones ha contribuido a la mantención de las desigualdades y a la ampliación de la exclusión.

4.3 Chile

Durante las últimas tres décadas, las políticas energéticas del país se han enmarcado en una estrategia de consolidación y desarrollo del modelo neoliberal, tendiente a la reducción del papel del Estado y la creciente privatización de empresas y servicios públicos. En este contexto, la energía ha sido considerada como un negocio con un alto potencial de rentabilidad, y en consecuencia, el Estado ha promovido el traspaso del sector a privados. Las privatizaciones sólo han generado ganancias de corto plazo al sector público, mientras que el sector privado recauda grandes ganancias en el mediano y largo plazo, las que superan con creces los costos de inversión en la compra. Además, los mecanismos de privatización han favorecido la consolidación de monopolios en el sector energético, centralizando la producción y distribución de energía.

Las ganancias de las empresas no se han traducido en inversiones que aseguren un mejoramiento de la calidad de los servicios, como lo evidencian las más recientes “crisis” de abastecimiento, que se han significado cortes masivos del suministro eléctrico. Tampoco han permitido incentivar el desarrollo de alternativas energéticas que reduzcan los problemas de dependencia y vulnerabilidad.

En definitiva, la gestión del sector privado se orienta principalmente a aumentar las ventas de energía y las ganancias que reporta. Por ello, el actual sistema no resuelve los problemas de cobertura y acceso. Los mecanismos para la fijación de tarifas, regidos principalmente por criterios de mercado, favorecen el traspaso de los costos a la población y desregulan los márgenes de ganancias para las empresas, lo que se traduce en

mayores dificultades de acceso a la energía en los sectores de menores ingresos, reproduciendo la inequidad social. Este fenómeno explica, entre otros factores, el importante uso de leña en las familias de escasos recursos, como se señaló en el análisis del consumo energético en el sector residencial.

Tampoco el gobierno ha adoptado una estrategia que permita resolver los problemas de monopolización, vulnerabilidad, dependencia e inequidad en el sector energético. Por el contrario, ha mantenido estas tendencias, con escasa o nulas innovaciones. Así lo evidencia la incorporación del gas natural a la matriz de generación eléctrica, el cual necesita ser importado y cuenta con poca certidumbre en las reservas, sin resolver el problema de la dependencia y vulnerabilidad. Otro ejemplo de la insustentabilidad en las políticas energéticas es la reciente negociación para dar término a un conflicto generado por la construcción de la central Ralco, un megaproyecto hidráulico en el sur de Chile. Este proyecto, impulsado por ENDESA España -una de las grandes propietarias de los derechos de aguas y de la energía hidráulica en el país-, genera importantes costos sociales y ambientales. La central inunda territorio que pertenece históricamente al pueblo mapuche (etnia originaria del país) y destruye los ecosistemas del sector. Sin embargo, el gobierno chileno negoció una indemnización a las comunidades indígenas para dar continuidad al proyecto hidráulico, cuyos costos no son asumidos totalmente por la empresa responsable, sino en parte importante por el Estado, sentando un precedente inaceptable para la solución de nuevos conflictos.

Cabe destacar que en el campo de la energía hidráulica, las empresas generadoras son las mismas que detentan los derechos de aguas. La normativa no reconoce “incompatibilidad” entre ambos servicios, favoreciendo el monopolio. Además, aunque los recursos hídricos son definidos en la legislación chilena como un bien de uso público, el Estado puede otorgar a particulares los derechos de aprovechamiento del recurso, en forma gratuita y a perpetuidad. Los derechos de aguas así definidos se amparan, paradójicamente, en las garantías constitucionales del derecho de propiedad (Programa Chile Sustentable, 2003).

Tabla 3: Principales empresas del sector energético en Chile

Consortio	Energía Primaria	Energía secundaria	Propiedad
ENDESA-ENERSIS	Hidráulica	Electricidad	Privada
GENER	Hidráulica	Electricidad	Privada
COLBÚN	Hidráulica	Electricidad	Privada
GASCO	Gas licuado	No	Privada
METROGAS	Gas natural	No	Privada
GAS ATACAMA	Gas natural	No	Privada
ENAP	Petróleo	No	Estatual con participación privada

4.4 Paraguay

Desde la década del 70, Paraguay ha establecido sociedades con otros países del Cono Sur para la producción energética. Hasta el momento, esta integración se observa en áreas como la generación de electricidad -consolidada con la construcción de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y de Yacyretá- y en la interconexión de la red de transmisión eléctrica entre Paraguay, Brasil y Argentina. A futuro, Paraguay podrá usar el gas natural para cubrir las demandas de varios sectores, a partir de la construcción de gasoductos que conectan el país con Argentina o con Bolivia.

La principal crítica a esa política de integración radica en que se privilegia los intereses de determinados grupos económicos, en desmedro de los intereses de la sociedad.

Tampoco existe articulación entre los actores responsables de la administración de los sistemas energéticos del país. En el sector eléctrico, la empresa ANDE es la única responsable por la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en el país, sin contar a los pequeños autoprodutores. En el sector petrolífero, la empresa Petropar (estatal) es la responsable de la importación del petróleo bruto y de los derivados, mientras que la distribución y la comercialización están concedidas a empresas privadas. Los privados también controlan la distribución y comercialización de la leña y del carbón vegetal.

La falta de integración entre la ANDE y la Petropar puede ser causal de dificultades, en el caso en que el gobierno decida promover la incorporación del gas natural a la matriz energética del Paraguay, debido a problemas relacionados con las atribuciones de dichos actores.

4.5 Uruguay

En el campo internacional, la integración energética entre Uruguay y los países vecinos constituye una estrategia para fortalecer los lazos comerciales, garantizar el abastecimiento de la demanda de combustibles fósiles y reducir tanto las emisiones de gases contaminantes como los costos de generación en los sistemas térmicos del país.

Durante 1996, Uruguay importó 2.266 mil tep de energía. De este total, las importaciones de petróleo y sus derivados sumaron 2.239 mil tep, equivalentes al 98,8% de las importaciones totales de energía. En energía eléctrica, el país importó 26,5 mil tep de energía y en carbón vegetal, 0,7 mil tep. Por otra parte, las exportaciones de derivados del petróleo sumaron 484 mil tep, y las de energía eléctrica, 30 mil tep, orientadas a Argentina y Brasil.

En 1998, fue aprobado el proyecto para la construcción del gasoducto Cruz del Sur, interconectando las ciudades de Buenos Aires y Montevideo, desde donde se extende-

rán ramificaciones para otras ciudades importantes del país. Este gasoducto entró en funcionamiento el año 2000. También se contempla la construcción del gasoducto del litoral, que entrará por el norte del país, uniendo las ciudades de Colón, en Argentina, con Paysandú, en Uruguay.

El gasoducto Cruz del Sur abastece la central termoeléctrica Valle, localizada a 15 Km. del centro de Montevideo, que antes de empezar a operar con gas natural, utilizaba óleo combustible y poseía una potencia instalada de 313 MW. El gasoducto del litoral abastecerá, también, a la central termoeléctrica de Casablanca, que será construida, y que contará, probablemente, con una potencia instalada de 300 MW.

Respecto al volumen de gas transportado por el gasoducto Cruz del Sur, el gobierno ha afirmado que, para garantizar la rentabilidad de esta inversión, es necesario importar 730 millones de m³ (763 mil tep) de gas natural por año. Sin embargo, a partir de informaciones de la British Gas sobre el crecimiento del consumo en un horizonte de 15 años, se estima que las importaciones medias anuales no sobrepasarán los 400 millones de m³ (411 mil tep) por año. Existen también algunas estimaciones que proyectan un volumen total de importaciones de gas natural en torno a 1 billón de m³ por año, incluyendo el gasoducto del litoral.

Pese a esta divergencia, la inserción de gas natural en la matriz energética del Uruguay presenta dos ventajas: la disminución de contaminantes, como el dióxido de carbono, óxidos de azufre y materiales particulados; y la reducción del costo de generación de electricidad, que bajaría de US\$ 40 por MWh (con petróleo combustible), a unos US\$ 16 por MWh (con gas natural).

En resumen, este diagnóstico energético en el Cono Sur revela que la utilización de los combustibles fósiles sigue creciendo, con la consecuente profundización de los impactos ambientales globales y para la salud de las poblaciones locales. También es creciente la dependencia externa respecto a los hidrocarburos, tornando mayor la vulnerabilidad del sistema regional.

A su vez, los mega proyectos hidroeléctricos para la ampliación de la oferta de energía eléctrica en la región, reproducen de los problemas sociales y ambientales observados en las plantas hidroeléctricas actualmente en operación. Aún peores impactos aparejan los proyectos termonucleares en Argentina y Brasil, los que deben ser evaluados con rigor en las políticas energéticas de la región.

Respecto al consumo energético en la región, los sectores de transporte y industrial requieren una urgente reorientación, reduciendo la participación del transporte terrestre e individual y adoptando políticas industriales que reduzcan el uso intensivo de energía, aumenten el ahorro y la eficiencia, y promuevan la utilización de fuentes renovables no convencionales.

PARTE 2: PILARES PARA LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONO SUR

1. DEPENDENCIA Y VULNERABILIDAD

a. Argentina

En términos de energía primaria, específicamente petróleo y gas natural, Argentina presenta un grado importante de independencia. En 1999, el país produjo 41,04 millones de tep en petróleo, habiendo importado 0,96 millones de tep y exportado 13,83 millones de tep. En cuanto al gas natural, el país produjo 34,74 millones de tep, habiendo importado 0,35 millones y exportado 2,8 millones de tep.

En porcentajes, sólo el 1 % del gas y un 2,3 % del petróleo son importados. Por su parte, aunque el 76 % del carbón mineral es importado, éste representa sólo el 1 % del total de la oferta de energía primaria. De la oferta total de energía primaria, sólo el 2,3 % son recursos importados, constituyéndose el resto con recursos de nuestro país.

En cuanto a las fuentes secundarias, también existe una importante independencia energética. En 1999, la producción total de fuentes secundarias en el país fue de 67,47 millones de tep, mientras que las importaciones sumaron 2,25 millones de tep y las exportaciones, 6,88 millones de tep. Sin embargo, se observa una dependencia en el sector eléctrico; mientras que la oferta interna de energía eléctrica el mismo año fue de 7,4 millones de tep, la producción y la exportación llegaron a 7,04 millones de tep, obligando al país a importar 0,55 millones de tep para atender la demanda. Un 7,9 % de importación de energía eléctrica es producto de las centrales hidroeléctricas compartidas con Uruguay (Salto Grande) y con Paraguay (Yaciretá).

Asimismo, la oferta interna de kerosene fue de 1,87 millón de tep, en tanto que la producción y la exportación sumaron 1,86, obligando al país a importar 0,13 millón de tep. Proporcionalmente, se importa el 5,9 % del total de la oferta de derivados de petróleo (motonafta, kerosene, aerokerosene, diesel oil, fuel oil). Del total de la oferta secundaria de energía, el 3,2 % es importado.

La cuestión de la dependencia y vulnerabilidad del sistema energético argentino, por lo tanto, se relaciona más directamente con la pérdida de control estratégico de los recursos energéticos -derivada del proceso de privatización- que con la escasez de energética, esta última vinculada principalmente a las crisis externas.

Las privatizaciones dejan en manos de empresas privadas no sólo la comercialización de los recursos, sino fundamentalmente el manejo de las reservas, la exploración y las exportaciones. En definitiva, se someten recursos estratégicos a la lógica del mercado, dominada fundamentalmente por la maximización de las ganancias en el corto plazo, sin importar los altos costos sociales y ambientales que ello supone.

Hasta la fecha, los resultados de la llamada “desregulación” del sector energético han significado, entre otros fenómenos:

- La entrega casi total del sector energético a empresas foráneas, con la consiguiente apropiación de los beneficios que se generaron;
- La desaparición del Estado en las políticas exploratorias;
- La explotación irracional de los yacimientos;
- La falta de responsabilidad ambiental, manifestada en el venteo de gas y las pérdidas de petróleo, entre otras cosas;
- El incremento de las exportaciones de gas y petróleo, pese a la disminución del horizonte de reservas;
- La ausencia de inversiones en infraestructura.

b. Brasil

En 1981 la importación de petróleo significó para Brasil un gasto cercano a los 10,6 billones de dólares. Ese año, la producción nacional fue de 220 mil barriles/día, en tanto que la importación llegó a los 845 mil barriles/día, lo que representa una tasa de dependencia del 80%.

A partir de esta situación, la reducción de la dependencia se convirtió en una obsesión para el gobierno brasileño. En los años siguientes, Petrobrás realizó cuantiosas inversiones en prospección y aumento de la producción doméstica. En consecuencia, la tasa de dependencia se redujo a un 47% en 1990, con una producción nacional de 654 mil barriles/día e importaciones de 571 mil barriles/día. Sin embargo, los gastos por la importación de petróleo crudo siguieron altos, llegando ese año a los 4,35 billones de dólares.

Después de 1990 se produce un importante cambio en la composición de estas importaciones. Mientras que la importación del petróleo crudo continuó disminuyendo en volumen, la compra de derivados (básicamente de diesel y de GLP) aumentó. En 1997, la tasa de dependencia llegó al 36%, con una importación de 495 mil barriles/día de petróleo crudo, equivalentes a 3,23 billones de dólares. El mismo año, la importación de derivados llegó a los 396 mil barriles/día, lo que significa unos 2,93 billones de dólares. En consecuencia, la reducción de la dependencia del petróleo crudo no significa una reducción en los gastos de importación.

No obstante, los esfuerzos para aumentar la producción doméstica se han intensificado. Los resultados obtenidos por Petrobrás refuerzan la tendencia de crecimiento de la

producción doméstica de petróleo en Brasil. La producción media llegó a 1,271 millón de barriles/día en el año 2000, mientras que la importación alcanzó los 441 mil barriles/día, permitiendo que el país alcanzara una tasa de dependencia cercana al 25,8% ese año. Para el 2001, la proyección de Petrobrás fue alcanzar una producción media de 1,42 millón de barriles/día.

Entretanto, los accidentes ocurridos en plataformas ubicadas en la Cuenca de Campos evidenciaron graves problemas técnicos y operacionales, que trajeron serias dudas sobre la posibilidad de que el país alcanzara la autosuficiencia en condiciones seguras. Como consecuencia, la producción media no superó los 1,36 millón de barriles/día en el 2001. No obstante, la ANP y la Petrobrás continúan manifestando la intención de alcanzar la autosuficiencia del país en el año 2005, perspectiva que es reforzada por la ANP debido a la confianza en los resultados de las recientes licitaciones para la concesión de áreas de prospección y de producción de petróleo. De esta forma, a los esfuerzos de la Petrobrás se deberán sumar las actividades de empresas internacionales del sector, como Agip, Exxon, Mobil, Texaco, Unocal, YPF, entre otras.

Sin embargo, todavía son bastante dudosos los beneficios de tales esfuerzos para el país. Primero, porque los problemas de dependencia no se refieren sólo al petróleo crudo. Es fundamental aumentar las capacidades de refinación del crudo en el país, a fin de evitar que el petróleo extraído sea enviado al exterior para su refinación y luego retorne bajo la forma de derivados importados, comprometiendo aún más la balanza de pagos.

En segundo lugar, porque el petróleo es una fuente energética no renovable y sigue siendo un producto estratégico, sujeto a las decisiones geopolíticas de la industria petrolera. Los precios del barril de petróleo son extremadamente volátiles y por ende, los escenarios energéticos y comerciales varían significativamente con sus fluctuaciones, a lo que debe agregarse un panorama futuro cada vez más complejo frente a la reducción progresiva de las reservas. Así lo ha demostrado la reciente sucesión de alzas y bajas en las cotizaciones del petróleo en el mercado internacional.

c. Chile

El sistema energético chileno depende en más de un 70% de combustibles fósiles; principalmente petróleo y gas natural. Dentro de los subsectores energéticos, el eléctrico es especialmente sensible, por cuanto la disponibilidad oportuna y confiable de energía eléctrica es esencial para procesos y cadenas productivas. Una falla en el abastecimiento eléctrico tiene impactos más graves y generalizados que cualquier crisis puntual en el abastecimiento de combustibles.

En los últimos años, el aumento de demanda del sector eléctrico ha crecido a tasas muy superiores al aumento del PIB. Para abastecer esta mayor demanda, dado que los recursos hidráulicos de gran escala están limitados, la estrategia ha sido el aumentar en

forma creciente de la generación de energía eléctrica a partir del gas natural, proveniente principalmente de la cuenca de Neuquén, en Argentina. Los análisis de reservas de esta cuenca demuestran que en un plazo no superior a los **7 a 10 años las reservas prácticamente estarán agotadas**, si se mantiene el nivel de demanda del país y sin contar que la recuperación económica en Argentina podría significar una mayor presión sobre las reservas de esta cuenca para satisfacer su propia demanda interna (Román, 2003).

Sin embargo, en Chile prevalece una cierta percepción de que la dependencia y vulnerabilidad energética no es un problema significativo, en la medida que el país crezca económicamente y se mantenga sana la balanza de pagos. En este escenario, los costos de importación de energías parecen aceptables para las cuentas nacionales, y los impactos de la fluctuación en los precios de combustibles fósiles -específicamente del petróleo- han sido amortiguados por el Estado a través del Fondo de Estabilización del Petróleo, disponible desde 1990 para casos de crisis. A ello se agrega que la gran mayoría de los servicios energéticos fueron privatizados en el período dictatorial (1973-1989) y que las regulaciones estatales son prácticamente nulas, en el marco del modelo neoliberal que rige la economía y las políticas nacionales (Román, 2003).

La restringida visión de la dependencia y vulnerabilidad energética está marcada por el predominio de los aspectos económicos y financieros de corto plazo, sobre las consideraciones políticas, sociales y ambientales de largo plazo. Por lo tanto, se requiere una urgente revisión de las políticas energéticas nacionales, con miras a un desarrollo que permita enfrentar los problemas de vulnerabilidad y dependencia.

d. Paraguay

La elevada participación de la biomasa en la matriz energética de Paraguay se traduce en una reducida dependencia de este país respecto de los combustibles fósiles. En 1988, los derivados del petróleo correspondieron a cerca del 31% de este consumo total. Aunque este escenario reduce el peso de las importaciones de petróleo y sus derivados en la balanza comercial, la ausencia de una política forestal sustentable implica un alto costo para el país, puesto que contribuye a la degradación de las áreas de bosques naturales y al incremento de las emisiones de CO₂. Esto porque el factor de emisión de carbono de la biomasa sólida (leña, residuos vegetales, carbón vegetal) es reconocidamente más alto que los factores de los combustibles fósiles.

La ausencia de una política forestal sustentable, orientada al aprovechamiento de la leña para fines energéticos, está conduciendo al Paraguay a una futura mayor dependencia de los combustibles fósiles, porque la progresiva escasez de leña significará un aumento de la demanda de estos combustibles, para satisfacer las necesidades internas y evitar una crisis energética.

Por otra parte, Paraguay es un gran exportador de energía eléctrica hacia Brasil y Argentina. En 1998, la producción de energía eléctrica en el país alcanzó 4,2 Mtep. De este

total, apenas fueron consumidos 0,38 Mtep (9%), en tanto que las exportaciones llegaron a 3,8 Mtep. Sin embargo, la energía eléctrica es producida principalmente a partir de las centrales hidroeléctricas, las que también carecen de regulaciones suficientes para garantizar el uso sustentable de los recursos hídricos.

e. Uruguay

El contexto energético actual de Uruguay, estructurado a partir del uso predominante de derivados del petróleo (alrededor del 60%) y las perspectivas de la incorporación del gas natural en su matriz energética, colocan al país en una situación de dependencia cada vez mayor de la importación de combustibles fósiles.

Sin embargo, el mayor problema de la dependencia no está en el volumen de las importaciones de energía, sino en su peso en la balanza comercial. Al analizar la participación de las importaciones de petróleo y derivados, vemos que en 1985 representaron el 31,6 % del total de las importaciones, y el 23,2% de las exportaciones. En 1998, estos porcentajes cayeron a 4,3% y 5,9%, respectivamente.

Ahora bien, si consideramos que en 1998, el consumo de derivados del petróleo fue 670 ktep mayor que el observado en 1985, aumentando –consecuentemente– el volumen de petróleo y derivados importados, podemos afirmar que los precios de estos combustibles, más que su volumen, son significativos en el aumento o reducción de su participación en la balanza comercial. Además, la balanza comercial puede “sanearse” si se aumentan las exportaciones de productos con mayor valor agregado, lo que reduciría la importancia de las importaciones energéticas en las cuentas nacionales. Esta estrategia podría utilizarse para reducir la vulnerabilidad energética y económica del país, especialmente para enfrentar las alzas en el precio del petróleo.

2. SEGURIDAD ENERGÉTICA Y CALIDAD

a. Argentina

Si realizamos un análisis del subsector eléctrico podemos ver que en los últimos nueve años la demanda se incrementó a un ritmo promedio de 6 %, notándose una desaceleración en los últimos dos años, debido a la conocida recesión económica.

La Secretaría de Energía estima que la demanda de energía eléctrica crecerá a un ritmo de 5,3 % anual, en un escenario promedio. Este ritmo implicaría incorporar de aquí al 2.010 aproximadamente 12.000 MW de potencia instalada.

Frente a este panorama, las previsiones aseguran que no existirían problemas de abastecimiento para los años 2001, 2002 y 2003, teniendo en cuenta que en ese período se cuenta con el ingreso de las centrales:

- AES Paraná (San Nicolás), con 845 MW (ciclo combinado)
- C. T. Pluspetrol Norte (Tucumán), con 123 MW (turbogas)
- Nueva Central Independencia (Tucumán), con 242 MW (ciclo combinado)
- Piedrabuena (Buenos Aires), con 800 MW (ciclo combinado)

Existen también en la perspectiva de la Secretaría de Energía, una serie de hipótesis respecto al ingreso de nuevos proyectos hidráulicos. Entre ellos se cuentan:

- Corpus (4600 o 2900 MW dependiendo de su emplazamiento)
- Garabí (1800 MW)
- Río Bermejo (283 MW)
- Chihuido II (228 MW)
- Cuesta del Viento (en construcción, 9 MW)
- Potrerillos (en construcción, 129 MW)
- Los Caracoles (en construcción, 123,4 MW)
- Punta Negra (en construcción, 60 MW)
- Yaciretá (elevación a cota 83 m, 1200 MW)
- Aña Cuá (250 MW)

Sin embargo, a la fecha aún existen una serie de proyectos térmicos que no presentan avances. Esta situación pone alerta en la perspectiva de abastecimiento eléctrico para los años 2004 en adelante. Además, los ingresos energéticos previstos sólo contemplan alternativas convencionales a la generación de electricidad, incorporando fundamentalmente tecnología de ciclo combinado, de tipo térmico, alimentada por gas natural.

En cuanto a los proyectos hidráulicos, salvo los indicados en construcción, corresponden en su mayoría a propuestas sumamente cuestionadas por los impactos ambientales y sociales que producirían. Aún en el caso de construirse, ninguno de ellos estaría en condiciones de ser aprovechado antes del año 2006, lo que desataría una crisis energética con anterioridad.

Se puede inferir un posible valle en la oferta de energía eléctrica alrededor del año 2004, agravado por la saturación del mercado de construcción de centrales térmicas (a partir de la crisis generada en California y las compras realizadas por empresas americanas). Esta situación puede servir como plataforma para intentar terminar la central Atucha II o bien para resolver cuestiones como el incremento de cota de Yaciretá o la construcción de Corpus, aunque los plazos para concretar estas alternativas no se condicen con el posible incremento de oferta.

b. Brasil

La reciente crisis energética y las políticas impulsadas por el gobierno brasileño para asegurar el abastecimiento frente al aumento de la oferta, se basan en principios que comprometen de manera irreversible la sustentabilidad energética nacional. Persiste la

idea de que los grandes aprovechamientos de energía hidroeléctrica constituyen una alternativa energética limpia y barata; y se insiste en aumentar la incorporación de gas natural en la matriz energética, priorizando su uso en las centrales termoeléctricas.

La crisis energética brasileña tuvo dos componentes. En primer lugar, el rito de crecimiento en la oferta de energía, durante los últimos años, fue extremadamente lento e incapaz de acompañar el crecimiento de la demanda. Con el proceso de reestructuración del sector eléctrico –privatización y cambio del papel del Estado-, las empresas generadoras estatales se vieron impedidas de invertir en el aumento de la oferta. Esta fue una decisión del equipo económico del gobierno, que respondió a la exigencia de los organismos financieros internacionales en el sentido de limitar los gastos públicos. Como el sector privado no invirtió en el sector para suplir la falta de recursos, en la proporción que la situación de déficit exigía, a partir de 1998, se comenzó a “gastar” el agua almacenada en los depósitos de las centrales hidroeléctricas. Por ende, la crisis desatada en Abril del año 2001 estaba prevista por lo menos tres años antes. Al contrario de lo que afirmó el gobierno de entonces, no hubo sorpresas.

En segundo lugar es necesario revisar cómo ha crecido la demanda de electricidad. En Brasil, el 30% de esta energía es consumida por las llamadas industrias electrointensivas. Tales son las productoras de cemento, acero, aluminio, aleaciones de fierro, petroquímica, papel y celulosa, que consumen gran cantidad de energía y recursos naturales por unidad producida; generan poco empleo; y gran parte de su producción se orienta al mercado externo. El sector exportador se caracteriza por una industria que consume mucha energía y genera pocas fuentes laborales.

Además, el Sistema Eléctrico brasileño presenta pérdidas técnicas, que ocurren desde la generación de la electricidad en las centrales, pasando por las líneas de transmisión y redes de distribución, hasta llegar al enchufe del consumidor final. Las pérdidas son cercanas a 54 millones de MWh (o 54 billones de KWh), lo que representa cerca del 15%. Aunque las acciones necesarias para reducir las pérdidas son de bajo costo y consisten, básicamente, en mejorar la aislación de las líneas y en sustituir equipos antiguos o defectuosos (como los transformadores), por lo general no ocurren con frecuencia ni en la amplitud que la situación actual exige. Cabe señalar que el aumento de la eficiencia energética supone costos muy inferiores a las inversiones para la construcción de nuevas centrales.

Si el gobierno hubiese considerado la propuesta para reducir las pérdidas antes de la crisis, habría permitido que el racionamiento impuesto a la sociedad brasileña (que obligó a reducir cerca del 20% del consumo residencial) fuera muy inferior, no mayor al 10%. El sacrificio por lo tanto, habría sido la mitad de lo que el gobierno definió para los meses de Junio a Diciembre de 2001.

La política energética del gobierno federal ha dado las espaldas a las necesidades de la sociedad brasileña, a los veinte millones de brasileños que no tienen acceso a la ener-

gía eléctrica de manera confiable y segura. Y tampoco ha conseguido asegurar la energía para los sectores productivos, los que están en manos de grandes empresas que poseen poder económico y político.

c. Chile

La política energética impulsada por la Comisión Nacional de Energía - organismo gubernamental responsable de coordinar los planes, políticas y normas en materia energética- contempla la ampliación de capacidad de transmisión eléctrica hasta el 2006 y la construcción de 11 centrales a gas de ciclo combinado, más una hidroeléctrica (Neltume, con una potencia de 400 MW). Esta propuesta se enmarca en las condiciones y horizontes establecidos por el artículo nº 99 del Decreto Fuerza de Ley 1/82 y el artículo nº 272 del Decreto 327/99.

La propuesta de la CNE se enfoca hacia el desarrollo de obras para la inyección de energía en el Sistema Interconectado Central (SIC), red troncal que distribuye la energía eléctrica a la mayor parte del país. El organismo no recomienda obras de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), lo que es atribuido a la sobreinstalación en la capacidad de generación existente en este Sistema.

El detalle de las obras proyectadas y las que se encuentran actualmente en construcción, se ilustran en las siguientes tablas:

Tabla 4: Instalaciones en construcción, período 2003-2004

Fecha de entrada		Obras en construcción	Potencia
Mes	Año		
Abril	2003	Central Cholguán representada por Arauco Generación S.A. Central Licantén representada por Arauco Generación S.A.	15 MW 13 MW
Junio	2003	Central de Colbún S.A. de Ciclo Abierto	253.5MW
Enero	2004	Central Valdivia representada por Arauco Generación S.A.	70 MW
Julio	2004	Cierre ciclo combinado Central de Colbún S.A. Central Ralco	130.7 MW 570 MW

Fuente: CNE, Fijación de precios de nudo Abril de 2003, Sistema Interconectado Central (SIC): Informe técnico definitivo. www.cne.cl.

Tabla 5: Instalaciones recomendadas por la Comisión Nacional de Energía, período 2005-2014

Fecha de entrada		Obras en construcción	Potencia
Mes	Año		
Octubre	2011	Central Hidroeléctrica Neltume	400 MW
Abril 2007 a Abril 2014		11 Centrales a gas ciclo combinado	372.6 MW c/u 4.098.6 MW total

Fuente: Programa Chile Sustentable, en base a datos de CNE, op. cit. www.cne.cl.

Como vemos, la propuesta de la CNE insiste en promover la construcción de centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural en los próximos diez años. Este plan de obras provocará una mayor dependencia del gas trasandino o en un par de años más con el boliviano, lo que no garantiza la seguridad en el abastecimiento del combustible, manteniendo la vulnerabilidad del suministro eléctrico.

d. Paraguay

La seguridad de suministro energético y la calidad de la energía que Paraguay consume varía mucho según la fuente. En el caso de la energía eléctrica, es uno de los pocos países del mundo que puede contar con la seguridad de su suministro eléctrico (disponibilidad de oferta por parte de plantas generadoras) por varias décadas y, si se evita el desperdicio energético y se mejora el manejo de las cuencas hídricas, gran parte de su demanda podrá ser satisfecha incluso a largo plazo por fuentes renovables, como la hidroeléctrica.

La calidad del suministro eléctrico (transmisión, distribución) es buena en áreas urbanas, aunque deficiente en las zonas rurales, donde se ha realizado un programa de electrificación rural con materiales e instalación precarios e insuficientes.

En lo que se refiere a hidrocarburos, si bien el Paraguay no posee yacimientos propios de petróleo en explotación, en las últimas décadas nunca ha tenido problemas en el suministro de sus derivados. Sólo durante la concesión a la empresa privada REPSA (1966-81), hubo desabastecimiento en varias ocasiones, debidos al afán de la empresa en obtener mejores precios, pero no a impactos significativos del mercado. Además, la calidad de los derivados de petróleo, pese a sus riesgos para la salud, ha mejorado significativamente en calidad respecto a la época en que REPSA poseía el monopolio.

La empresa estatal PETROPAR utiliza tetraetilo de plomo en sus naftas (común y super), si bien en cantidades sensiblemente menores al pasado. En la nafta común, se utiliza etanol absoluto para mejorar el octanaje de la nafta, el cual es menos dañino que el plomo.

Las transnacionales SHELL, ESSO y TEXACO, han introducido las denominadas «naftas ecológicas» que, en realidad, no son tan amigables con el medio ambiente como su nombre lo daría a entender, pues contienen benceno, tolueno y otros hidrocarburos saturados que, si no combustionan adecuadamente, son dañinos para la salud humana.

No existe un adecuado control de la calidad de la mayoría de los demás derivados de petróleo, ni una mayor preocupación de la sociedad, si bien aparentemente responderían a normas de los países de origen. Además, no existen normas que garanticen la seguridad y calidad de otro tipo de energías (leña, carbón).

3. EQUIDAD

3.1 Índices de electrificación

a. Argentina

El porcentaje de electrificación es cercano al 95%. El de gas de red es cercano al 60%, pero bajo el régimen actual evidencia saturación cerca de ese valor.

Los análisis sugieren un desplazamiento de fuentes y vectores tradicionales por otros más modernos. No es evidente que esta sustitución haya significado un costo adicional en todos los casos, sobre todo si se tiene en cuenta algunos beneficios externos asociados (por ejemplo, en salud).

Sin embargo, estudios de casos evidencian que la sustitución de leña y kerosene por gas licuado ha significado un sensible aumento en el presupuesto familiar, inclusive forzando a la reversión del proceso, sobre todo en economías informales y en sectores urbanos de escasos recursos en momentos críticos. No son corrientes los sistemas de distribución y comercialización eficientes de leña para uso domiciliario, y también escasea la difusión de artefactos para un uso eficiente de los recursos. Por su parte, el proceso de energización rural se encuentra estancado.

b. Brasil

Los datos recogidos en la Encuesta Nacional por Muestra de Hogares, PNAD, que realiza anualmente el IBGE, han sido utilizados para evaluar la cobertura de electrificación en Brasil. Según estos datos, cerca del 94,7% de los hogares brasileños estarían electrificados en el año 1999; del total de hogares, el 24,6% sin electricidad estaría ubicado en zonas rurales, y sólo el 0,8% de los urbanos no tendría acceso a la electricidad.

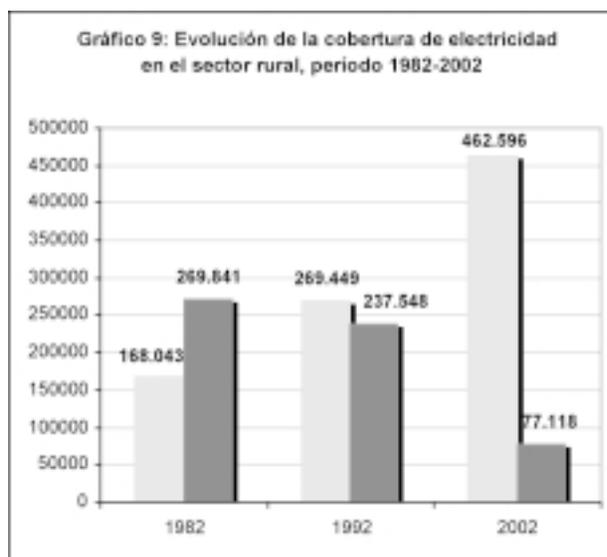
El problema de esta evaluación es que la PNAD sólo identifica la iluminación eléctrica en su instalación. Los hogares pueden disponer de electricidad de diversas maneras, muchas de ellas comprometiendo la calidad del servicio obtenido. Es el caso, por ejemplo, de los hogares que no están conectados a la red eléctrica, y que pueden ser considerados oficialmente como "autoprodutores" si utilizan pequeños generadores, alimentados por algún derivado del petróleo que se presta para este fin (diesel, aceite combustible o gasolina) o, incluso, por medio de baterías de automóviles que pueden alimentar dos puntos de luz en un domicilio, pero que tienen el inconveniente de tener que ser recargadas frecuentemente. Otro problema se refiere a los hogares que tienen acceso a energía eléctrica a través de conexiones clandestinas y, por tanto, en condiciones inapropiadas de seguridad y de confiabilidad.

Según los datos del SIESE, el número de consumidores residenciales conectados regularmente a las redes de distribución de energía eléctrica, tanto a los sistemas interligados Norte-Noreste y Sur-Sureste-Centroeste, como a los sistemas aislados ubicados en la región Amazónica, era de 38.668 mil hogares en junio de 1999, **cerca de 2.826,1 mil hogares menos que los identificados por la PNAD del mismo año**. Esta diferencia indica que dichos hogares tienen acceso a iluminación eléctrica sin calidad, en términos de seguridad y confiabilidad. Estos hogares, sumados a los 2.248,3 mil hogares sin luz eléctrica, hacen **un total de 5.074,4 mil hogares sin electricidad en Brasil (11,8% del total), lo que significa alrededor de 20.297,6 mil habitantes**.

Además, si consideramos los datos sobre los ingresos, se trata de un contingente de población en el que, a lo menos, el 83,7% recibe una renta mensual familiar inferior a US\$ 180. Frente a este panorama, se deduce la imposibilidad estructural de los mecanismos de mercado para proporcionar a estos cuatro millones y medio de hogares los beneficios de la electrificación.

c. Chile

De acuerdo con el Censo Nacional de 2002, el 98% de las viviendas urbanas y el 85,7% de las viviendas rurales acceden están electrificadas. En el ámbito rural, esta cifra evidencia un avance significativo respecto del año 1992, donde la cobertura alcanzó un 53%. Según el gobierno, tales avances se deben principalmente al desarrollo del Programa de Electrificación Rural, que a través de subsidios habría incentivado la extensión de la cobertura y el uso de fuentes de energía renovable en algunos casos. Aunque se constata una mayor disponibilidad de la energía eléctrica, cabe señalar todavía existen 77.118 viviendas que no acceden a sistemas de electrificación (14,3%).



Fuente: PER, La electrificación Rural en Chile, 1992-2002.

Pese a sus avances, el subsidio a la electrificación rural para la cobertura de zonas aisladas y rurales resulta insuficiente. Según datos del PER y la CNE, las regiones IX, XI y XII cuentan con la menor cobertura rural a nivel nacional, inferior al 75% de las viviendas. Esta situación afecta particularmente a las comunidades rurales e indígenas, como también a las poblaciones rurales que viven en zonas aisladas. Tal es el caso de las zonas isleñas del extremo sur y de las comunidades que viven en la zona altiplánica al extremo Norte. Los altos costos de inversión para extender la red eléctrica a estos sectores evidencian la necesidad de diversificar las fuentes generadoras de energía, promoviendo una real descentralización y diversificación de fuentes. Además, las altas tarifas de la energía eléctrica implican que pese a la disponibilidad de la cobertura, muchas familias no logran cubrir los costos de mantención del suministro. El alto uso de leña como fuente de abastecimiento energético en los hogares del país, revela que importantes sectores de la población viven en la pobreza y no logran cubrir los costos de la energía eléctrica (Quiroga, 2002).

d. Paraguay

En el año 2000, la ANDE tuvo 963.815 usuarios conectados a su red, de los cuales un 83,65% eran clientes residenciales (806.231). Se estiman 5 personas/residencia, lo que da un total de población conectada a la red de ANDE de 4.031.156 personas que, sobre la población total estimada (5.500.000 habitantes) corresponde a un porcentaje de electrificación de 73,3%.

Las mediciones de la ANDE consideran que el índice de electrificación es de un 83% pero, para ello, considera el total de usuarios (incluidos comerciales e industriales), lo que altera las cifras.

Si bien la cantidad de usuarios directamente conectados a la red de la ANDE está en torno a 73,3%, se debe tener en cuenta, como lo detectan estudios independientes, que muchos usuarios de barrios populares o áreas rurales se conectan a la red a través de vecinos, cifra que llega, en ciertos casos, hasta un 10% del total.

Además, los usuarios residenciales de estratos económicos medios y altos, cuando no llega la red de ANDE, satisfacen sus necesidades eléctricas a través de la autogeneración. Sin embargo, estos estratos son una minoría en las áreas rurales aún no electrificadas.

Por ello, puede estimarse que el índice de electrificación está alrededor del 80% en todo el país, con una mayor cobertura en las zonas urbanas y las áreas rurales más densas, restando por electrificar los sectores rurales más alejados de la red y con menor población. Mientras que el índice de electrificación es superior al 95% en áreas urbanas, es probable que en áreas rurales esté en torno al 60%, como lo prueban recientes estudios.

A nivel regional, vemos que la Región Oriental (40% de la superficie del país), donde vive el 97% de la población, todos los principales centros urbanos están conectados al Sistema Interconectado (SIN) de la ANDE y las áreas rurales más próximas a la red. Las zonas rurales aún no electrificadas en esta región son las más distantes, dispersas y pauperizadas.

En la Región Occidental o Chaco (60% del territorio nacional), donde vive el 3% de la población, están electrificados también los poblados y las áreas productivas, conectadas al SIN de la ANDE.

Algunos poblados aislados poseen sistemas de generación eléctrica en base a combustibles fósiles y la mayoría de los establecimientos ganaderos, típicos de esta región, carecen del servicio. Tampoco la importante población indígena de esta región (cerca de 80.000 habitantes), posee energía eléctrica, salvo excepciones.

Otro factor determinante del índice de atención eléctrica en esas áreas es el subsidio tarifario para las clases de bajo consumo. Sin embargo, debería dirigirse exclusivamente a las clases con rentas más bajas, en lugar de cubrir a los sectores de bajo consumo, modificación que permitiría ampliar ese beneficio. No existe ninguna razón aceptable que justifique el hecho de que las clases con rentas más altas sean beneficiadas por el subsidio a las tarifas de energía eléctrica, lo que tiende a generar déficits en la recaudación de la ANDE y a dificultar la expansión del sector eléctrico

e. Uruguay

En 1996, el consumo de energía eléctrica en Uruguay fue de 5180 GWh. De ese total, el sector residencial consumió 2-387 GWh, el 46% de toda la electricidad consumida en el país. De acuerdo al número total de hogares, se estima que cada uno consumió diariamente un promedio de 6,8 KWh o 2,5 MWh anuales, durante ese año.

Uruguay poseía una tasa de cobertura eléctrica de 94%, según el Censo de 1996. En la zona urbana, ese índice era de 97,5% y en la zona rural de 59% (Censo, 1996). Esta elevada tasa de cobertura tiene relación directa con las particularidades demográficas del país, ya que más del 90% de la población reside en las zonas urbanas. De hecho, sólo en la capital del país (Montevideo) vive casi el 45% de la población total, lo que facilita el acceso a la electrificación. Otro factor determinante de este índice, es la dimensión territorial -relativamente pequeña- de la nación.

3.2 Carencias energéticas

a. Argentina

La Encuesta nacional de gasto de hogares indica que existe un déficit importante de confort ambiental y casos críticos en los sectores indigentes, en especial en los carentes de gas de red (40% de la población), quienes no acceden a un sucedáneo comercial.

En algunas áreas no electrificadas tampoco hay servicios de provisión de agua, debido a la falta de energía para bombeo o des-salación. No existen datos confiables sobre las carencias específicas de usos finales.

b. Brasil

No se desconoce el vigor del proceso de sustitución de la leña y carbón vegetal por el GLP, cuya creciente utilización acompañó la evolución de la tasa de urbanización a lo largo de las últimas décadas. Sin embargo, aún es muy alto el número de hogares en que la leña y el carbón vegetal constituyen las únicas fuentes para la cocción.

En el año 1991, cerca del 22% de los hogares en Brasil utilizaba estos combustibles para cocinar, lo que corresponde a cerca de 7.642 mil domicilios, de los cuales 5.182 (o 68%) eran rurales. Se estima que, en 1997, alrededor de 8.074 hogares permanecía en estas condiciones, esto es, alrededor del 19,8% del total de hogares.

Cabe señalar, además, que los datos de la PNAD –Encuesta Nacional por Muestra de Hogares-, recogidos por el IBGE, en 1997, indicaban un total de 1.210 mil hogares sin cocina (527,8 mil urbanos y 682,7 mil rurales), en contraste con los 132 mil hogares verificados en 1991.

Estas estimaciones demuestran el elevado grado de inequidad en el acceso a fuentes energéticas más seguras y eficientes. La definición de una estrategia energética sustentable y democrática en Brasil debe, necesariamente, considerar la satisfacción de las necesidades de alrededor de 8 millones y 74 mil hogares, es decir, una población estimada en 32,3 millones de brasileños, de los cuales el 70% vive en las zonas rurales del país.

Otra carencia energética se puede identificar a partir de los datos sobre tenencia de equipamiento electrodoméstico, según la PNAD de 1999. Los datos indican que cerca de 4,3 millones de hogares no poseían radio; 5,2 millones no tenían televisión; 7,4 no tenían refrigerador y 28.8 millones no poseían máquina de lavar.

En términos de requerimiento de energía eléctrica, esta carencia indica una demanda no satisfecha, del orden de 9,2 TWh/año, lo que constituye un indeseable obstáculo al logro de la equidad en el acceso.

c. Chile

Las carencias energéticas se presentan de manera más acentuada en las zonas rurales del país, más específicamente, en comunidades aisladas. Este problema se relaciona, principalmente, con la baja densidad de la población y con la fragilidad económica de estas regiones, factores que las hacen poco atractivas para las empresas distribuidoras de energía.

El índice de electrodomésticos por hogar es un indicador que evidencia este contexto. Según resultados del Censo Nacional 2002, la cobertura de electrodomésticos en los hogares del país es la siguiente:

Tabla 6: Equipamiento de los hogares según área urbana y rural, 2002

Área	Total hogares	Televisor blanco/negro	Televisor color	Video gravador	Equipo de música	Lavadora	Secadora/centrifuga	Refrigerador	Sin equipamiento
Urbana	3.587.301	13.5%	90.7%	39.2%	70%	81.9%	43%	85.6%	3.3%
Rural	554.126	23.6%	62.8%	12.6%	4.1%	58.3%	30.8%	59.5%	16.9%

Fuente: Elaboración del Programa Chile Sustentable, en base a cifras de Censo 2002.

Como vemos, la zona urbana tiene una mayor cobertura de electrodomésticos, especialmente en cuanto a televisores color y lavadoras. Mientras la población urbana cuenta con 1 televisor por hogar, la población rural tiene 0.62 televisores por hogar. En el caso de las lavadoras, la diferencia es un poco menor: 0.81 por hogar en zona urbana, y 0.58 por hogar en zona rural. Esto puede atribuirse a las diferentes prioridades en los hábitos de consumo de los hogares urbanos y rurales, en el marco de la disponibilidad de sus ingresos.

Otro indicador importante para identificar la carencia energética es el valor de la calidad térmica. En los hogares más pobres de la zona rural este valor equivale a un promedio de 5,2 kcal/h.m³. °C, en tanto que en las residencias con buenas condiciones térmicas, debería ser inferior a 2 kcal/h.m³.°C. Estas cifras indican que las viviendas pierden una alta cantidad de calor y, por tanto, el consumo de leña para calefacción es mayor. De esta forma, los hogares más pobres del medio rural chileno deben consumir 11,6 kg de leña por hora, 43 toneladas por año, para mantener una temperatura ambiente de 18°C, con una temperatura exterior de 5°C.

d. Paraguay

Aproximadamente el 20% de la población paraguaya carece de energía eléctrica. La población que resta electrificar es la más pobre, dispersa y alejada de las redes eléctricas.

Además, en el caso de las zonas rurales, el servicio eléctrico es de muy baja calidad (las interrupciones del suministro son prolongadas y frecuentes), y no resisten usos productivos (bombeo de agua, corte de forraje para animales, conservación de alimentos, etc) por su escasa potencia y baja tensión. Generalmente son tendidos monofásicos, con alambre galvanizado, de alta resistencia a la electricidad. Al atardecer, es imposible prender siquiera un tubo fluorescente.

De las familias que poseen el servicio eléctrico, la mayoría satisface precariamente sus necesidades de iluminación e información (radio, TV). Las necesidades térmicas de la familia (agua caliente y calefacción en invierno) no son satisfechas con energía eléctrica.

ca, sino con leña o carbón, en condiciones también muy precarias. En la cocción de alimentos y calentamiento de agua, las familias rurales y urbanas pobres también carecen de una energía de calidad (como el GLP o la energía eléctrica). El 50% de la población cocina con leña, generalmente (90% ó más) en el piso, y aproximadamente un 10% con cocinas portátiles («braseros») a carbón vegetal, en áreas urbanas pobres. El ambiente de cocción de alimentos es, generalmente, insalubre.

Para la calefacción del ambiente - aún cuando ello es necesario tan sólo durante algunos días en el Paraguay - las familias rurales y urbanas pobres recurren a los «braseros de carbón», o similares con leña, que son pequeños fogones metálicos que se introducen en las habitaciones. En muchos casos ocurren intoxicaciones y muertes por desprendimientos de monóxido de carbono que genera la combustión en estos braseros, en ambientes poco ventilados.

e. Uruguay

Uruguay, en 1996, tenía alrededor de 58.000 hogares sin acceso a la electricidad, correspondientes a una población cercana a 189.000 habitantes. En la zona urbana, había 22.000 hogares sin cobertura, mientras que en la zona rural, 36.000 hogares se encontraban en esta situación.

El uso de fuentes comerciales de energía se concentra principalmente en las regiones económicamente más prósperas y más densamente pobladas. En 1996, la ciudad de Montevideo –que concentraba al mismo año el 43% de la población y tuvo una participación en el PIB de 58,5%- registró el 34,2% de las ventas de derivados del petróleo. Canelones, con una participación de 7,1% en el PIB, concentró el 13,1% de éstas ventas. Por otro lado, las ciudades de Treinta y Tres y Flores, con una participación en el PIB de 1,2% y 0,7%, respectivamente, concentraron 1,8% y 1,4% de las ventas de derivados del petróleo.

Al considerar las regiones que representan los extremos económicos más ricos y más pobres de Uruguay, se observa que el perfil de las fuentes de energía consumidas en los hogares también confirman esta tendencia, como lo refleja la siguiente tabla:

Tabla 7: Usos de energía según sector, en las ciudades más rica y más pobre de Uruguay, 1996

Ciudad	N° de hogares	Calefacción ambiental			Cocción		
		Electricidad y derivados petróleo	Leña y otras fuentes	Ninguna fuente	Electricidad y derivados petróleo	Leña y otras fuentes	Ninguna fuente
Montevideo	425.280	70,4%	12,9%	16,7%	98,2%	0,2%	0,4%
Flores	7.846	18,2%	66%	15,8%	87,5%	10,6%	1,9%

3.3 Gastos energéticos

a. Argentina

El análisis de la Encuesta Nacional de Gasto de Hogares (ENGH) muestra una correlación negativa entre ingreso y consumo de electricidad y agua. Este fenómeno se ha intentado explicar parcialmente, atribuyéndolo a que los altos costos de conexión y la falta de progresividad en las tarifas de servicios penalizan los consumos bajos. Se ha demostrado que existen “imperfecciones de mercado” que explican la propensión al gasto excesivo e ineficiente y a la inversión insuficiente en uso racional en todos los segmentos sociales.

En el sector **transporte**, dos rubros afectan la canasta básica: transporte intra e interurbano. El indicador esencial para ambos es distancia recorrida por año por pasajero, determinado por varios aspectos de la organización urbana (distancia media a los lugares de trabajo y estudio, distancia a servicios públicos, etc). Estudios de caso muestran en las grandes ciudades, una tendencia al aumento del tiempo utilizado en transporte, vinculado al aumento del parque automotor, lo que apareja problemas de congestión y deterioro de calidad de vida atribuible al aumento del parque automotor.

El gasto en transporte en promedio es de 11,35%, con variaciones importantes según región. Además, existen importantes inversiones en compra-venta, funcionamiento y mantenimiento de vehículos, con un promedio nacional de 7,38%. El promedio nacional de hogares con automóvil es del 35 %, con una fuerte estratificación por calificación del jefe de hogar: 69,76 % para profesionales y 18,35% para no calificados. Así, el transporte constituye el rubro más alto de los gastos en los hogares argentinos.

Además, existe una dominancia del gasto en transporte privado por sobre el público. A esto debe añadirse el costo de externalidades antes citado, que es pagado también por quienes usan transporte público. En el medio urbano predomina el uso de automóviles particulares, con el 82% del consumo energético del subsector.

En cuanto a las fuentes secundarias, domina el uso de gasolina, con el 84,4% en el medio urbano -incluyendo en este valor los viajes interurbanos-. Los trenes y subterráneos, con su correspondiente aprovechamiento de electricidad, son excepcionales y de cuantía marginal en el total, excepto en la región de Buenos Aires.

El consumo energético intraurbano del transporte público de pasajeros corresponde al 33,8 % del total, contra sólo el 7,1% del transporte interurbano. Aunque en su mayoría el transporte corresponde a cargas (60%), el peso económico del subsector pasajeros es más alto y recae casi enteramente sobre los gastos de los hogares.

b. Brasil

Los datos disponibles sobre los gastos en energía de las familias, y su peso en las rentas mensuales, se limitan a la indicación de los valores generales del gasto promedio de consumo familiar mensual, sin considerar el nivel de renta. De acuerdo a estas cifras, los gastos promedio en energía eléctrica corresponden a R\$ 29,47 (2,97% del presupuesto hogares), en transporte urbano a R\$ 43,42 (4,38%) y en combustibles (gasolina) a R\$ 24,15 (2,43%).

En Brasil han existido las llamadas “tarifas sociales” del servicio de distribución de energía eléctrica, creadas como herramientas para satisfacer las demandas de la población más pobre. Su uso les valió ser consideradas como un mecanismo de redistribución de las rentas.

Sin embargo, a partir de noviembre de 1995, se produjo una reducción de los descuentos para el sector de consumo más bajo. Esta política fue sintomática de la estrategia gubernamental favorable al corte de subsidios para las tarifas de energía eléctrica, puesto que al mismo tiempo, se decidió modificar los alcances del sistema de tarifación en cascada.

Los procedimientos de la empresa Eletropaulo son bastante ilustrativos de estas políticas. Los criterios adoptados por ésta para definir al consumidor que puede hacer uso de la tarifa social son los siguientes:

- renta familiar de hasta tres salarios mínimos;
- carga máxima instalada de 6 KW;
- área construida de hasta 72 m², con un modelo de construcción modesto.

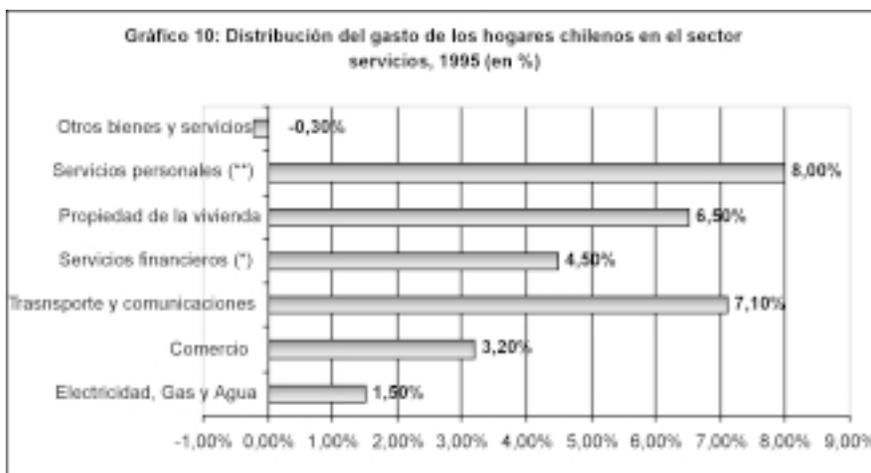
Con la definición del requerimiento mínimo mensual en 220 KWh, la cuenta mensual de luz de este domicilio alcanzaría R\$ 46,27. Considerando el impuesto del ICMS, que significa un aumento de 33,33%, la cuenta mensual llegaría a R\$ 61,54. De acuerdo a la clasificación de los hogares según el nivel de renta familiar, el gasto energético presentaría el siguiente nivel de compromiso:

- hasta 1 salario mínimo (US\$ 60), 34,2% del presupuesto familiar;
- hasta 3 salarios (US\$ 180), 11,4%;
- hasta 5 salarios (US\$ 300), 6,8%;
- hasta 10 salarios (US\$ 600), 3,4%.

A partir de estos datos, se estima que para el 58,3% de las familias brasileñas (cerca de 25 millones de hogares), la satisfacción de sus necesidades de energía eléctrica dependería de la renta que perciben. En términos absolutos, de mantenerse el actual panorama, cerca de 100 millones de brasileños corren el riesgo de sufrir la privación de energía eléctrica por ser pobres.

c. Chile

Las estadísticas oficiales más recientes respecto a la distribución del gasto al interior de los hogares chilenos, datan de la V Encuesta de Presupuestos Familiares para el período 1985-1995, estudio que se realiza aproximadamente cada 10 años. Por esta razón, no existen en este ítem y a nivel nacional, estadísticas posteriores a ese período. Según un análisis realizado por el Ministerio de Planificación y Cooperación (MIDEPLAN) en base a las cifras de 1995, la estructura de consumo en los hogares chilenos, dentro del ámbito de los servicios, fue la siguiente:



(1) Incluye Servicios Financieros, Seguros, Arriendo de Inmuebles y Servicios Prestados a Empresas

(2) Incluye educación y salud pública y privada y otros servicios.

Fuente: MIDEPLAN, *Evolución del gasto en consumo de los hogares en Chile, 1985 - 1995*. 2003. www.mideplan.cl

Como se puede apreciar, a esta fecha el gasto en energía eléctrica, gas y servicios sanitarios es poco significativo, mientras que el sector transporte se encuentra dentro de los ítems que demanda un mayor gasto. Esta tendencia se relaciona con el mayor costo de la energía que sustenta los medios de transporte en el país. Sin embargo, cabe suponer que en años recientes la participación de los servicios de agua potable, gas y electricidad se haya incrementado dentro del presupuesto hogares, debido principalmente al alza de tarifas tras las más recientes privatizaciones.

En cuanto a la distribución del gasto según quintil de ingresos, vemos que en términos generales éste se distribuye con la misma inequidad que el ingreso. Así, a la fecha de realización de la V Encuesta de Presupuestos, el quintil de menores recursos representa el 8,8% del gasto total de los hogares chilenos, mientras que el quintil de más altos ingresos concentra el 44,3% del gasto.

Más recientemente, un estudio de la consultora ACNielsen, en asociación con un medio de información económica, realizó una encuesta en comunas de las regiones II, IV, V, Metropolitana, VIII y IX. En ella se concluye que los hogares chilenos distribuyen el presupuesto de la siguiente forma: el 27% lo destinan a alimentos; 9% a vestuario y calzados; 23% a vivienda; 5% a salud; 16% a transporte; 5% a recreación; 6% a educación y (8%) a servicios y otros ítems.

Si consideramos estas prioridades de gasto en los hogares y la distribución del gasto según quintiles de ingreso, cabe suponer que para los quintiles de menores recursos el gasto en servicios energéticos representa una proporción mucho mayor de su presupuesto disponible. Estudios realizados a nivel regional señalan que el gasto en energía representa más del 20% del presupuesto total en los hogares de rentas más bajas. Esta población, al no poder costear sus demandas de energía de manera tradicional, recurre a fuentes sustitutas como la leña; y en caso de no existir la posibilidad de sustitución, elevan sus gastos en energía o quedan en una situación aún más precaria.

d. Paraguay

En 1999, a nivel residencial se vendieron 1.903,6 millones de KWh a 806.231 usuarios. Ello significa un consumo promedio de 2.361 KWh/año, o bien, de 196,8 KWh/mes. Actualmente, la tarifa eléctrica es de unos 60 US\$/MWh (0,06 US\$/KWh) a nivel residencial. Ello determina una factura promedio de 11,81 US\$/mes (141,7 US\$/año).

Considerando que el PIB/cápita del Paraguay es de 1.600 US\$/habitante, para una familia de 5 miembros (8.000 US\$/familia-año) la tarifa eléctrica correspondería en promedio al 1,77% del presupuesto en los hogares.

Sin embargo, en los estratos más bajos los ingresos promedio son muy inferiores. El salario mínimo del Paraguay es actualmente de 761.000 Gs (200 US\$/mes) y, muchas veces, se paga menos del mínimo. Si este mínimo fuera el ingreso de una familia y su consumo eléctrico estuviera —como es normal para familias pobres— del orden de 100 KWh/mes (la mitad del promedio), el gasto en energía eléctrica (6 US\$/mes) llegaría al un 3% de sus ingresos.

Con respecto a la cocción de alimentos, una familia consume 10 kg de GLP por mes (6,55 US\$/mes = 78,6 US\$/año) aproximadamente. Para una familia promedio (1.600 US\$/habitante/año = 8.000 US\$/familia-año), esto implica algo menos de 1,0% de sus ingresos. Sin embargo, si se trata de una familia que percibe un salario mínimo al mes, la incidencia del gasto en GLP será de (6,55: 200 =) 3,3% de sus ingresos mensuales.

Si la familia utiliza carbón vegetal, normalmente emplea entre 3 y 4 kg por día, de acuerdo al tipo de alimentación que prepara, incluyendo desayuno, almuerzo y cena. Ello quiere decir que gasta unos 100 kg de carbón/mes, o bien, unos 13,10 US\$/mes, el

doble que si utilizara GLP (para el mismo consumo). Ello implica una incidencia de 6,6% de los ingresos mensuales, si la familia percibiera un salario mínimo por mes.

En el caso de las familias que utilizan leña, se ha calculado que deben emplear, aproximadamente, una jornada de trabajo por semana para conseguir este combustible. Dicha tarea no tiene una asignación económica y muchas veces es desarrollada por jóvenes, ancianos o niños. Sin embargo, si los y las jefes/as de hogar (generalmente mujeres) debieran emplear su tiempo para recoger leña, estarían dedicando el 14,3% (1/7) de su tiempo semanal, que pudiera ser utilizado en la generación de otros ingresos. En familias con dos sostenedores económicos, su incidencia en los ingresos familiares sería de 7,2%. Sin embargo, este empleo de tiempo es aleatorio y depende mucho de las circunstancias ambientales. En algunos casos puede ser menor o mayor, dependiendo de la cercanía de la biomasa forestal disponible y el grado de deforestación.

En cuanto a los derivados del petróleo, es necesario considerar que los precios medios en el país son los más bajos del grupo MERCOSUR. Ello se atribuye, en parte, al menor margen de ganancias que han percibido en los últimos años las empresas paraguayas del sector, debido al menor incremento de la demanda por combustibles fósiles. Así lo evidencia la siguiente tabla comparativa:

Tabla 8: Comparación de los márgenes de ganancia en las empresas del sector combustibles fósiles, en Argentina y Paraguay

País	Márgenes de ganancia (en US\$ por litro)	
	1992	1999
Paraguay	0,155	0,151
Argentina	0,136	0,214

e. Uruguay

En 1998, la facturación total de la UTE alcanzó a US\$ 748 millones, producto de la comercialización de 7.464 GWh. Por lo tanto, la tarifa eléctrica media comercializada por la UTE quedó en torno de los US\$ 105,09 por MWh. Las ganancias de la UTE alcanzaron los US\$ 248 millones.

Con el inicio de las operaciones de la Central Valle, que opera con gas natural, el costo de generación de esta central bajará de US\$ 40 por MWh a US\$ 16 por MWh. De esta forma, si se mantiene la tarifa media de US\$ 105,09 por MWh - la segunda más alta entre los países del Cono Sur en 1998, sólo inferior a la vigente en Chile- la UTE tenderá a aumentar sus ganancias con la incorporación del gas natural en la matriz energética del país. Este contexto podría contribuir a elevar las inversiones en el sector eléctrico, ampliando los servicios de electrificación, lo que ayudaría a satisfacer las demandas de energía eléctrica en la población sin cobertura.

Tabla 9: Cuadro comparativo de precios al consumidor, 2001

País	Moneda nacional	Tipo de cambio /US\$	Combustibles (US\$/galón)				Electricidad (US\$ cent/KWh)		
			Gasolins Regular	Diesel oil	Fuel oil	Gas l.p. (US\$ kg.)	Residen.	Comerc.	Industr.
Argentina	Peso argentino	1.00	3.69	2.01	0.69	1.00	9.13	15.25	7.30
Brasil	Real	2.30	2.50	1.25	0.62	0.69	9.38	8.18	4.32
Chile	Peso chileno	616.07	2.79	1.56	0.76	0.79	8.58	8.19	5.52
Paraguay	Guaraní	3800.00	2.18	1.36	0.74	0.69	6.83	7.28	3.91
Uruguay	Peso uruguayo	13.37	3.94	1.95	0.64	0.78	13.63	12.39	7.01

Fuente: SIEE-Sistema de Información Económica Energética - OLADE, 2002.

4. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

a. Argentina

La problemática medioambiental del consumo energético puede ser abordada, en primer lugar, desde el punto de vista de la emisión de gases de efecto invernadero, teniendo en cuenta que la problemática del calentamiento global es un hecho suficientemente probado y preocupante desde el punto de vista de las perspectivas del desarrollo.

Desde esta perspectiva es posible analizar los siguientes datos extraídos del “Inventario de gases de efecto invernadero” Proyecto ARG/95/G/31 – PNUD – SECYT editado en diciembre de 1997.

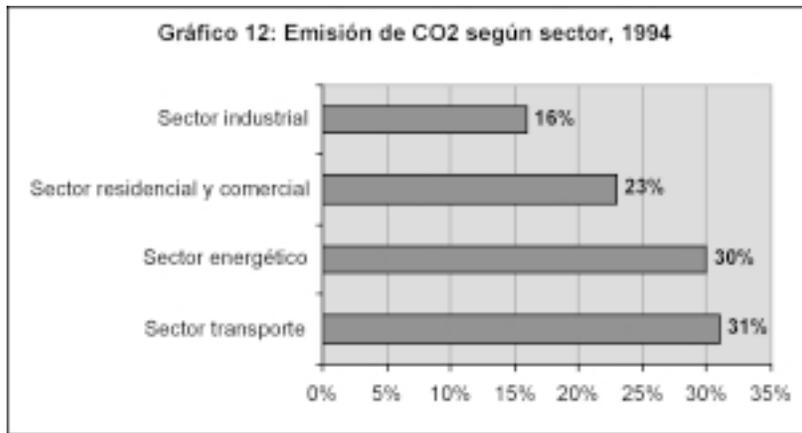
En el siguiente cuadro podemos observar el total de los gases emitidos en 1994 a partir del consumo energético:

Tabla 10: Emisiones de gases a partir del consumo energético, 1994

Emisión	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	COVDM
Masa total de contaminante (Gg)	110.111,76	70,8673	0,8197	619,219	1.735,704	328,982

Se hace necesario para poder dar significación a estos datos realizar un análisis del peso de cada sector de consumo energético como responsable de dichas emisiones. En primer lugar trabajaremos sobre el dióxido de carbono por ser el de mayor peso proporcional en la masa emitida de contaminantes. En el país, la tasa de emisión de CO2 por habitante era en el año 1994 de 3,4 tCO2/hab superior a la tasa media internacional de emisión estimada en 2,5 tCO2/hab en el año 1990.

El peso de cada sector en la emisión de este gas se ilustra en el siguiente gráfico:



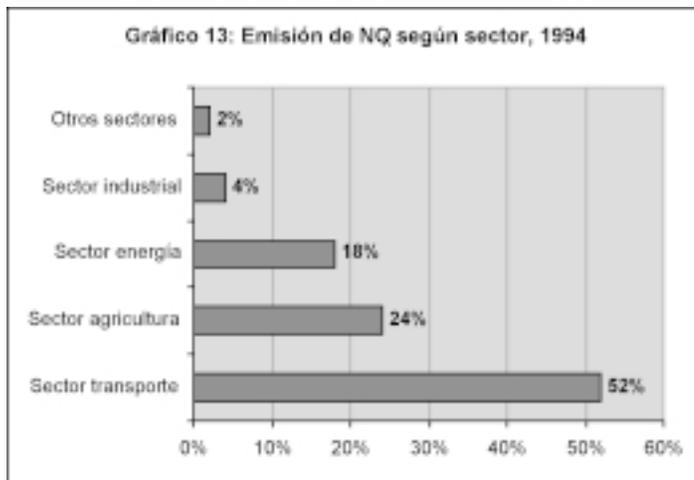
Como se puede ver, el mayor peso en las emisiones de CO2 corresponde al sector transporte, destacando el transporte por carreteras, que representa el 94% de las emisiones del sector y por sí solo, el 29,86 % del total.

Si bien estos datos son del año 1994 y en los últimos años se ha producido una gran penetración del gas natural comprimido en transporte público y privado, también debe tenerse en cuenta que se incrementó de manera significativa el parque automotor individual (a partir de medidas como el Plan Canje), por lo que se estima que el rol del sector en las emisiones totales no ha variado significativamente.

En cuanto al sector energético, el 62,7 % de las emisiones corresponde a la generación de energía eléctrica de origen térmico (que utilizan gas en centrales de ciclo combinado). Este segmento representa el 18,3 % del total de las emisiones de CO2.

En el sector industrial, el peso fundamental de las emisiones de CO2 no se debe a consumo energético, sino a procesos productivos. Del total de las emisiones de dicho contaminante en este sector, más del 84% de las emisiones se atribuyen a las industrias vinculadas al cemento y/u otros usos de las piedras caliza y dolomita. Con respecto a la emisión del año 1990 (98317,38 Gg), se observa un incremento de aproximadamente el 12 %.

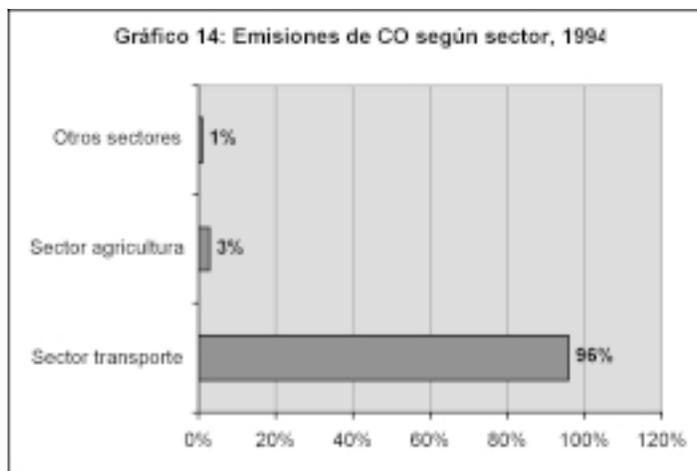
En cuanto a las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), la distribución según sector es la siguiente:



También en este caso el peso fundamental recae sobre el sector transporte, con más de la mitad de aportes a las emisiones de óxidos de nitrógeno. El 91% de las emisiones en el mismo sector corresponden al transporte en carreteras, mayoritariamente en el transporte de cargas con camiones pesados y omnibuses.

Cabe señalar que las emisiones en el sector agrícola se atribuyen al consumo de diesel oil en maquinaria vinculada a las actividades agropecuarias industriales.

Con respecto a las emisiones de monóxido de carbono (CO), la incidencia de cada sector es la siguiente:



Notoriamente, en las emisiones de CO el sector transporte es el principal responsable. Lo mismo ocurre con los compuestos orgánicos volátiles distintos al metano (COVDM), donde también el 92% de las emisiones corresponden al sector transporte.

En el Caso del metano (CH₄) el 44% corresponde al sector transporte y prácticamente todo el resto se consideran emisiones fugitivas. Aunque las cifras de emisión de metano parecen reducidas, el potencial de calentamiento atmosférico de este compuesto es mucho más alto que el del dióxido de carbono por ejemplo.

Otro aspecto importante a considerar es el efecto de la contaminación del aire que producen las emisiones de gases en el consumo de combustibles fósiles. La incidencia y afecciones a la salud están asociadas a los grados de concentración de los gases y a las condiciones climáticas. En nuestro país no existe un sistema de monitoreo centralizado y unificado; sólo existen experiencias de mediciones en diferentes ciudades respecto a la relación entre el consumo energético y las emisiones de gases.

b. Brasil

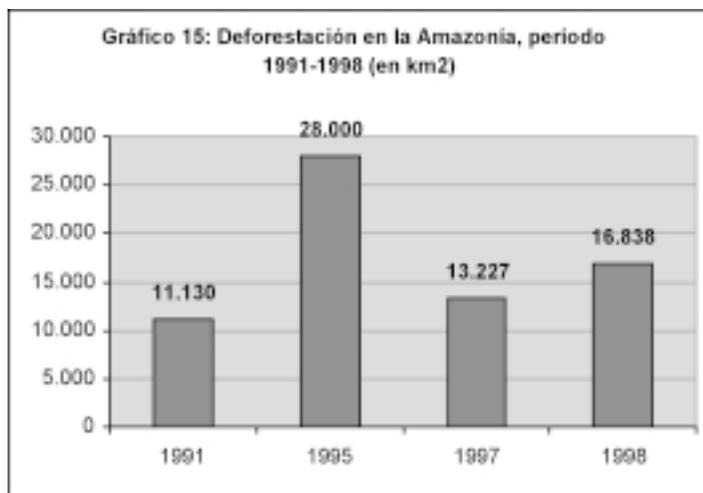
En 1999, las emisiones totales del país fueron de 313,5 millones de toneladas de CO₂, siendo superiores a las verificadas en 1980, de 268,8 millones de toneladas, y a las de 1990, de 258,1 millones. La reducción de emisiones en este período puede explicarse por la baja en el consumo de los derivados del petróleo –el aceite combustible y la gasolina-, debido al uso de Proalcohol como alternativa de combustible para los automóviles. Esta reducción de emisiones se explica también por la disminución del uso de leña y de carbón vegetal como fuentes energéticas.

Sin embargo, los datos para 1999 evidencian un aumento significativo de las emisiones respecto a 1990, del orden de 21,5%, a un ritmo de crecimiento de 2,2% anual (5,7 millones de toneladas de CO₂ al año). Tal incremento se atribuye al vigoroso incremento del consumo de los derivados del petróleo en esta última década -particularmente del diesel y de la gasolina-, a pesar de la significativa participación de la hidroelectricidad en la oferta energética brasileña. La biomasa de origen nativo, por su parte, redujo el volumen de emisiones a la mitad de aquel verificado en 1980.

La evolución de las emisiones líquidas de CO₂ en el período 1990-1999 deja a Brasil en una posición extremadamente incómoda en términos de emisiones per cápita, que pasaron de 1,78 tCO₂/hab, en 1990, a 1,92 tCO₂/hab, en 1999.

En Brasil, uno de los factores más significativos en el volumen de emisiones de CO₂ -y el consecuente aporte al efecto invernadero- es la destrucción y quema de la selva amazónica. Esto quedó internacionalmente en evidencia a partir de 1988, cuando se hicieron públicas las fotografías obtenidas por los satélites de la NASA. En las imágenes se apreciaba que cerca de un millón de hectáreas en la Amazonía brasileña, esta-

ban cubiertas de humo. Las cifras referidas al área de deforestación variaban de 1,4 a 8 millones de hectáreas devastadas anualmente, y el problema es creciente. Según datos del INPE (1998), la evolución de la deforestación en la Amazonía es la siguiente:



Aún más, según datos del INPE, se estima en cerca de 530,3 millones de km² el área total deforestada en el periodo 1978-1998, aproximadamente el 13% del área original del bosque amazónico. El resultado: emisiones que ascienden a cerca de 300 millones de toneladas anuales de CO₂ (6 billones de toneladas en veinte años), cifras que duplican los volúmenes líquidos anuales emitidos por las fuentes energéticas.

c. Chile

En 1998, de acuerdo a informaciones del Programa de Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile, (PRIEN), las emisiones de los sistemas energéticos de Chile, para un consumo de 15,72 MTep se distribuyen de la siguiente manera (sin incluir las emisiones provenientes del consumo de biomasa):

Tabla 11: Emisiones de contaminantes en los sistemas energéticos, 1998 (en toneladas)

CO ₂	50,49 millones
CH ₄	72,38 mil
N ₂ O	3,91mil
NO _x	238,7 mil
CO	921,45 mil
SO ₂	234,52 mil
COVNM	136,24 mil

(1) Según enfoque de usos finales

(2) Incluye emisiones fugitivas por la explotación de petróleo y la minería del carbón.

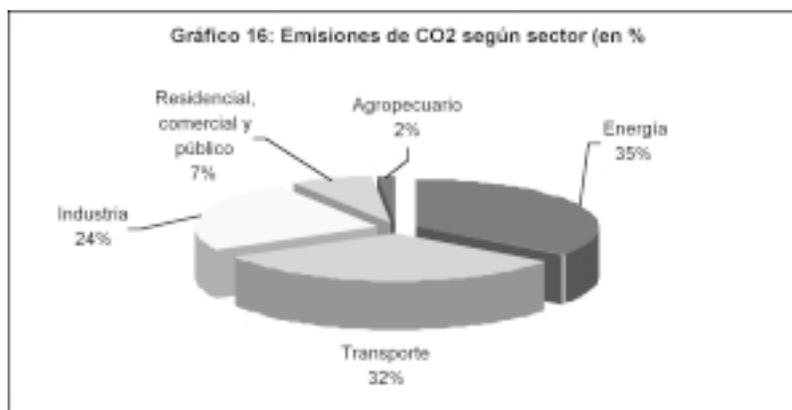
Fuente: "Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero energía, procesos industriales y uso de solventes, Chile 1986-1998, PRIEN, 2000

Respecto a las emisiones según sector y contaminante, las cifras evidencian que tal como en el caso de Argentina, el sector transporte es el uno de los principales responsables de la mayoría de las emisiones, sólo superado por la industria de la energía, como se aprecia en los siguientes cuadros:

Tabla 13: Emisiones de CO2 según sector, 1998 (en toneladas)

Sector	CO2
Transporte	16,32 millones
Industria	11,99 millones
Energía	17,64 millones
Residencial, comercial y público	3,73 millones
Agropecuario	0,81 millones

Fuente: PRIEN, op. cit



Sin embargo, cabe señalar que al no incluir las emisiones de CO2 provocadas por el consumo de biomasa, principalmente en los sectores residencial e industrial, se subestiman las emisiones totales de estos sectores.

En el caso de las restantes emisiones, las responsabilidades de cada sector son muy similares, el sector transporte lidera la emisión de NOx y N2O emitiendo un 45% y un 77% del total respectivamente. El sector comercial residencial y público lidera las emisiones de CO, CH4 y COVNM emitiendo 59%, 47% y 48% del total respectivamente. Finalmente la Industria de la energía es el sector responsable de la mayor cantidad de emisiones de SO2 con un 52% del total de estas emisiones.

Si se relaciona la emisión total de CO2, el consumo de energía, la economía y el número de habitantes, se observan los siguientes promedios – recordando, nuevamente, que estas mediciones están subestimadas por no incluir las emisiones provocadas por el consumo de biomasa- :

Tabla 13: Emisiones anuales de CO2 según consumo de energía, N° de habitantes y PIB

Variable	Toneladas emitidas
Combustibles fósiles consumidos	3,21 tn / tep
PIB	636 tn / US\$1 millón producido
Población	3,4 tn / habitante

d. Paraguay

En general, los gobiernos paraguayos no han considerado el ambiente al tratar la cuestión energética. Las hidroeléctricas han sido vistas como negocio para las élites gobernantes y como fuente de divisas para el país, totalmente divorciadas de la problemática ambiental.

Este enfoque explica por qué en 1994 el gobierno liderado por Wasmosy autorizó el llenado del embalse de Yacyretá, en alianza con el entonces presidente de Argentina, Carlos Menem, sin consideraciones mínimas por mitigar los efectos sociales y ambientales que se producirían con el llenado de la presa. Menos aún fueron contemplados programas para la restauración y compensación de los daños sociales, económicos y ambientales producidos, como tampoco para la pérdida del patrimonio de biodiversidad.

Al mismo tiempo, en Itaipú se gasta un fabuloso presupuesto en negociados para obras y servicios innecesarios —y hasta inexistentes— todos los años, mientras se descuida el manejo ambiental de su cuenca. Según estudios conservadores, en un plazo de alrededor de 130 años se colmatará el embalse de Itaipú, estropeando —tal vez para siempre— la mayor riqueza natural en explotación del Paraguay. Una vez colmatada, su operación será muy difícil, por los altos costos del dragado. Sin embargo, una inversión relativamente pequeña en Itaipú y Yacyretá permitirían implementar programas de restauración de la cobertura boscosa nativa y de implementación de agricultura sustentable en sus cuencas de aporte, inversión que sería ampliamente compensada con la incorporación de criterios de sustentabilidad en la gestión de las centrales hidroeléctricas.

El mismo proceso ha ocurrido en materia de la biomasa forestal: nada se ha hecho para incentivar su producción sustentable. El proceso de deforestación continúa a pasos cada vez más agigantados, principalmente impulsado por la conversión de los últimos ecosistemas boscosos remanentes, en pasturas para el ganado y cultivos empresariales de soja para la exportación.

Además, en la década del 90 terminó por desmantelarse lo poco que quedaba aún del Plan Nacional del Alcohol. En la práctica, ya han desaparecido este tipo de vehículos. Sólo una planta de alcohol absoluto sigue en funcionamiento, como parte de las propiedades de PETROPAR, produciendo cantidades muy limitadas de este combustible (equivalente al 0,1% de la demanda energética), que se mezcla con la nafta común.

En términos generales, la última década ha consolidado en Paraguay un modelo energético no renovable, con catastróficas consecuencias para el presente y futuro.

Se estima que, en 1998, Paraguay emitió aproximadamente 14,7 millones de toneladas de CO₂, provenientes del consumo de energía. De este total, la biomasa, exceptuando el consumo de alcohol hidratado, contribuyó con 10,9 millones de toneladas (74,15% del sector), de las cuales, sólo la leña aportó 7,5 millones. Los derivados del petróleo aportaron con 3,8 millones de toneladas (25,85%), donde el diesel y la gasolina -utilizados principalmente en el sector transporte- contribuyeron con 3,2 millones de toneladas (84,2% del sector).

En cuanto al efecto invernadero, las emisiones en Paraguay son producto de al menos cuatro factores:

- (i) la combustión de energías fósiles;
- (ii) la combustión de biomasa;
- (iii) la emisión de gas metano de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá;
- (iv) la liberación de carbono por la destrucción de los bosques.

El Consejo Mundial de Energía (WEC) calculó que las emisiones de CO₂ del Paraguay por efecto de la quema de combustibles fósiles fue de 3,6 millones de toneladas de CO₂ (MtCO₂), unas 1,0 millones de toneladas de carbono (MtC) en 1995. Admitiendo un consumo de petróleo de 1.237 miles de tep/año y una emisión de 1,14 toneladas C/tep, el Paraguay estaría emitiendo, en este momento (2001), 1,41 MtC, bastante más de lo calculado por el WEC en 1995.

La combustión de la biomasa forestal, al basarse en bosques no renovables, implica una emisión neta de gases de efecto invernadero que, calculadas a semejanza del Ministerio de Minas y Energía del Brasil (0,811 toneladas C/tep) significará para el Paraguay la emisión de (1,783 Mtep x 0,811 =) 1,45 MtC.

Se admitirá que, en forma neta, la producción y combustión de etanol, así como de residuos vegetales como el bagazo de caña, no generan emisiones netas de gases de efecto invernadero, igual consideración que hace el MME del Brasil.

No existen estadísticas ni cálculos en relación a la cantidad de metano que podría estar siendo emitida por las represas de Itaipú, Yacyretá, Acaray e Yguazú, éstas dos últimas enteramente paraguayas.

Con las aclaraciones realizadas, las emisiones de gases de efecto invernadero del Paraguay en el año 2000 serían (derivados de petróleo: 1,41 M toneladas C; y biomasa forestal: 1,45 MtnC) de 2,86 MtC, exclusivamente en cuanto a la combustión de energías fósiles y biomasa forestal (leña y carbón vegetal).

No existen mediciones de la cantidad de CO, NOx y SOx emitidos por la combustión de energías fósiles y biomasa. Al no consumirse carbón mineral – salvo en ínfima cantidad, muy esporádicamente - se puede presumir que las emisiones de SOx son mínimas. No existen registros confiables en relación a las emisiones de CO y de NOx.

e. Uruguay

La organización del uso y el manejo del espacio en el desarrollo de las actividades productivas generan una presión diferencial sobre los diversos ecosistemas y una alteración de las condiciones naturales, provocando una serie de problemas ambientales, tales como la erosión de los suelos, la contaminación de las aguas, la polución del aire, la pérdida de la biodiversidad.

En lo que se refiere, específicamente, a los impactos provocados por los padrones de producción, transporte y uso de energía, Uruguay presenta tres características que deben ser analizadas en detalle:

- La fuerte dependencia de los derivados del petróleo, observada en la matriz energética, y sus consecuencias en el aumento de emisiones de dióxido de carbono, material particulado, óxidos de nitrógeno y de azufre;
- La estrategia de sustitución de una parte de los derivados del petróleo por gas natural y por fuentes hídricas para la generación de energía eléctrica, y sus consecuencias en el calentamiento del planeta, en la biodiversidad, en la agricultura y en la urbanización;
- El consumo intensivo de leña en los sectores residencial e industrial, y sus consecuencias negativas en el desmalezamiento y en el proceso de desertificación del país.

En 1998, la participación de los derivados del petróleo en la matriz de consumo de energía de Uruguay llegó al 62,6% del total de la energía consumida. Sin embargo, como el consumo de energía per capita es relativamente bajo –si se compara con los países industrializados- se observa que las emisiones de CO₂ están por debajo del promedio mundial. Según la Unidad de Cambio Climático (UCC), la emisión anual de CO₂ per capita fue de 1,6 toneladas, en 1997, mientras que el promedio mundial fue de 4 toneladas (UCC, 1998).

En 1990, la emisión total de CO₂ llegó a 5,78 millones de toneladas, incluyendo la participación de la biomasa y del carbón mineral. De este total, la distribución según sectores fue la siguiente:

Tabla 14: Emisiones de CO2 según sector, 1990

Sector	CO2	
	Millones Tn	%
Residencial	1,81	31,3%
Industrial	1,89	32,7%
Transporte	1,48	25,6%
Otros sectores	0,6	10,4%

En el sector residencial, las emisiones las emisiones producidas por la quema de derivados del petróleo llegaron a 0,62 millón de toneladas (7,8%); mientras que en el sector industrial, 1,11 millón de toneladas de CO2 provenían de la quema de derivados del petróleo y de carbón.

En 1994, hubo cambios significativos en el perfil de las 6,05 millones de toneladas de CO2 emitidas ese año, como se aprecia en la siguiente tabla:

Tabla 15: Emisiones de CO2 según sector, 1994

Sector	CO2	
	Millones Tn	%
Residencial	1,78	29,4%
Industrial	2,18	36%
Transporte	1,49	33,9%
Otros sectores	0,6	0,7%

Como vemos, el sector residencial redujo su participación en el total de emisiones de CO2 en 1,9 puntos porcentuales respecto a 1990. También redujo las emisiones producidas por los derivados del petróleo, pasando de 0,62 millón de toneladas a 0,45 millón (7,4%). Por su parte, el sector transporte aumentó su participación en 10,4 puntos, lo que equivale a un incremento del 47,3%, en relación a 1990. La industria aumentó su participación porcentual por la variación de los demás sectores, pero redujo sus emisiones totales. Los demás sectores emitieron 0,7 millón de toneladas.

Ahora bien, el perfil de las emisiones de dióxido de carbono, provocadas por la producción y el consumo de energía, presenta particularidades que deben considerarse al definir políticas energéticas sustentables.

El primer problema a considerar es la emisión de CO2 originada por el consumo de biomasa. En 1990, la emisión proveniente de la quema de biomasa contribuyó con 37,3% de las emisiones totales. En 1994, disminuyó a 35,1%. Generalmente, esta alta participación tiende a despreciarse, interpretando erróneamente el concepto de renovabilidad, ya que, por tratarse de un recurso renovable, la biomasa presentaría un balance nulo entre emisión y fijación de carbono. No obstante, tal equilibrio sólo se observa cuando, por ejemplo, se utiliza leña de bosques plantados o cuando la tasa de

emisión de CO₂, proveniente de la quema de leña nativa, es menor que la tasa de fijación presentada por bosques de este tipo. En consecuencia, dado que las informaciones sobre el origen de la biomasa son precarias, las emisiones deben ser tomadas en cuenta y los sectores residenciales deben recibir mayor atención respecto a estas cuestiones.

De acuerdo con el IPCC, el factor de emisión de carbono para la biomasa sólida es de 29,9 tC por TJ. Como en 1996, el consumo de biomasa alcanzó 303 mil tep, en el sector residencial, y 174,4 mil tep, en el industrial, las emisiones desde la biomasa en estos sectores fueron, respectivamente, 1,4 millón de toneladas y 0,8 millón de toneladas de CO₂.

Si la leña que consume el sector residencial ha sido plantada, la cuestión de las emisiones de gases contaminantes se restringe a la polución del aire al interior de las residencias, provocado por la quema de esta fuente energética, ya sea para calefaccionar los ambientes o para cocer los alimentos.

Esa contaminación puede minimizarse al utilizar fuentes menos contaminantes, como el gas licuado de petróleo o el gas natural canalizado. No obstante, como vimos, el uso de estas fuentes de energía depende del aumento de las rentas de la población.

En el caso de la leña de origen nativo, con índices de emisión superiores al índice de fijación de carbono, su sustitución por gas natural canalizado o por gas licuado de petróleo para calefaccionar, contribuiría a reducir las emisiones de CO₂.

En el sector industrial, el gas natural utilizado en la cogeneración energética podría constituir una estrategia de reducción de emisiones en el sector, no sólo por la sustitución de la biomasa -en el caso de que sea de origen nativo- sino, también por la sustitución del óleo combustible.

El segundo problema dice relación con las emisiones del sector transporte, específicamente, con el transporte terrestre, cuya participación en las emisiones totales del sector correspondió al 93%, en 1994, o sea, fueron emitidas 2,03 millones de toneladas de CO₂ en ese año.

El transporte terrestre es el mayor emisor de CO₂ en Uruguay. Entre 1990 y 1994, la cantidad de gas emitida aumentó en 50%. Entre las estrategias que podrían utilizarse para reducir y/o mitigar estas emisiones, podemos mencionar la sustitución de una parte del diesel y de la gasolina por gas natural, que presentan, respectivamente, un factor de emisión de carbono de 20,2 tC por TJ y de 18,9 tC por TJ; la sustitución de los mismos por biodiesel y por alcohol carburante; la plantación de bosques artificiales para fijar parte del carbono emitido por el sector transporte. No obstante, la definición de mejores alternativas exige un análisis criterioso sobre los beneficios y los costos de cada una de ellas.

Finalmente, es necesario realizar una evaluación entre las emisiones y el potencial de fijación de CO₂ que el país presenta, sólo así será posible identificar cuál es la real participación de Uruguay en el calentamiento global.

5. ENERGÍA Y DEMOCRACIA

a. Argentina

Existe baja participación en los órganos y entes regulatorios, los cuales además tienen muy estrechos márgenes de intervención.

Sin embargo, existen paralelamente a esta institucionalidad, iniciativas populares como la Tarifa social, impulsada por organizaciones sociales como los sindicatos de la energía. La actual ley de fomento a la energía eólica también fue aprobada después de una larga campaña de las ONGs ambientalistas (Greenpeace).

Las campañas reactivas han tenido también gran convocatoria, como el rechazo al repositorio nuclear y a la represa de Paraná Medio, que culminó con la ley antirepresas de Entre Ríos y el plebiscito en Misiones contra Corpus.

Por último, existen cooperativas eléctricas con distinto grado de participación en la toma de decisión por parte de los usuarios. En total proveen a un segmento importante de las ciudades pequeñas y medianas de electricidad y otros servicios.

b. Brasil

A pesar de algunos esfuerzos bastante localizados, hoy día en Brasil no es posible identificar espacios institucionales donde se pueda ampliar el debate sobre la política energética.

Todo sucede como si las opciones de utilización de fuentes energéticas, de su transformación, de su transporte y distribución hasta los consumidores finales, pudiesen prescindir de la participación activa de la población directa o indirectamente involucrados en las decisiones, como afectados por perspectivas de implantación de proyectos energéticos (represas, ampliación de la capacidad de refinación, construcción de ductos, terminales, sub-estaciones, líneas de transmisión, entre otros), o como consumidores.

La superación de este panorama, con el deseado involucramiento de la sociedad en el debate energético y en su efectiva participación en el proceso de toma de decisiones, presenta obstáculos de diverso tipo.

Uno de ellos se refiere al difícil acceso a la información, circunstancia que ha sido utilizada para asegurar la viabilidad de los proyectos emprendidos. A pesar de existir una legislación que intenta asegurar este derecho, normalmente, los sectores involucrados terminan acatando situaciones donde prevalece la estrategia de los hechos consumados. El insuficiente conocimiento técnico-científico de la población ha pasado a ser argumento para no difundir la información. Esta misma lógica se extiende a la capacitación para la toma de decisiones, toda vez que nadie puede decidir sobre asuntos que no comprende.

Por otra parte, la institucionalidad ha promovido la búsqueda de consensos en situaciones vinculadas al problema energético, sin considerar que el establecimiento de un consenso significa reconocer intereses divergentes que deben ser considerados e incorporados al proceso de negociación. La búsqueda de soluciones consensuadas requiere de tiempo para tomar decisiones adecuadas, lo que hace que este procedimiento sea difícilmente aceptado cuando las situaciones (y los intereses) imponen la necesidad de tomar decisiones rápidamente.

Por ejemplo, las decisiones relativas a la construcción de centrales eléctricas han sido acompañadas, frecuentemente, por suposiciones de un posible aumento de los riesgos de déficit de energía, alimentadas por el síndrome del black-out. En estas situaciones, la persistencia de las poblaciones que exigen el reconocimiento de sus derechos es vista como una acción contraria a la voluntad de la "mayoría que quiere energía".

Varias instancias de decisión donde la sociedad dispone de algún espacio para manifestar intereses divergentes o contrarios a los de los empresarios, hoy están siendo sometidas al principio del voto mayoritario, como una expresión democrática del proceso de toma de decisiones. Expresión sólo aparente, si consideramos que las decisiones son tomadas luego de contar los votos de un foro cuya composición revela, previamente, el predominio de una posición mayoritaria favorable al gobierno o al empresario.

Un ejemplo de esta ausencia de instancias democráticas para la definición de políticas públicas en el área energética es el Consejo Nacional de Política Energética, creado recientemente por el Decreto N° 2457 de 14/01/1998.

El CNPE es un órgano de asesoría directa a la Presidencia de la República, compuesto por diez miembros:

- Siete Ministros (Minería y Energía; Ciencia y Tecnología; Planificación, Presupuesto y Gestión; Hacienda; Medio Ambiente; Desarrollo, Industria y Comercio Exterior; y el Ministro Jefe de la Casa Civil de la Presidencia de la República);
- Un representante de los Estados y del Distrito Federal;
- Un ciudadano brasileño especialista en asuntos energéticos, designado por el Presidente de la República y sugerido por el Ministro de Minería y Energía;
- Un representante de las universidades brasileñas, especialista en el tema.

Entre sus principales atribuciones, se incluye la promoción del aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país, de acuerdo a algunos principios, como el de la protección de los intereses del consumidor, la protección del medio ambiente y la promoción de la conservación de la energía, entre otros.

También compete al CNPE revisar periódicamente las matrices energéticas de las diversas regiones del país, y establecer las directrices de los programas específicos que incluyen el uso del gas natural, del alcohol, del carbón y de la energía termonuclear.

Como se puede observar, se trata de una instancia de decisión influyente en sus atribuciones, pero poco democrática en su composición. Aunque fue creado en 1997, el CNPE sólo fue reglamentado el 21 de junio de 2000 a través del Decreto N° 3.520, y tuvo su primera reunión el 30 de octubre del mismo año.

Esta demora para salir a la luz demuestra la fragilidad con que se implementan las políticas públicas del área energética en Brasil. La ausencia de actividades de planificación entre sus atribuciones, al menos para ratificar orientaciones en la conducción de la política energética de mediano y largo plazos, evidencia una inspiración de naturaleza neoliberal, que privilegia el mercado y rechaza la planificación como instrumento de intervención. El proceso de privatizaciones en curso descarta una intervención más vigorosa del Estado, para garantizar que prevalezca el interés público en el sector energético.

Esta fragilidad también se advierte en las agencias de regulación –Aneel y Anp-, que podrían constituirse en espacios efectivos de participación y de intervención de la sociedad en las cuestiones energéticas. En lugar de gozar de una deseable autonomía e independencia en la conducción de sus atribuciones, las dos agencias dependen formalmente del Ministerio de Minería y Energía.

Es necesario reconocer los esfuerzos de estas agencias para lograr mayor transparencia y visibilidad de sus acciones (a través de consultas públicas por vía electrónica, audiencias públicas, etc.) No obstante, normalmente el accionar de la dirección de estas agencias se ha caracterizado por una inadecuada subordinación al gobierno federal, sin preservar la distancia necesaria.

A nivel de los Estados, las comisiones de servicios públicos que se han creado también podrían constituir espacios privilegiados para el ejercicio de la democracia.

En el estado de Sao Paulo, la Comisión de Servicios Públicos de Energía, CSPE, fue creada el 17 de octubre de 1997, tan sólo diecinueve días antes de la licitación para privatizar la primera empresa distribuidora de energía eléctrica paulista.

La composición del Consejo Deliberativo, órgano superior de la Comisión, prevé la existencia de trece miembros, estos son:

- El Comisario General del CSPE;
- Un representante de la Fundación de Protección y Defensa del Consumidor (PROCON);
- Una persona nombrada por los Consejos de Consumidores;
- Un representante de las empresas de servicios públicos de energía eléctrica;
- Un representante de las empresas de servicios públicos de gas canalizado;
- Un representante de los trabajadores de las empresas de servicios públicos de gas canalizado, un representante de los servidores de la CSPE;
- Una persona nombrada por la Federación de las Industrias del Estado de Sao Paulo;
- Una persona nombrada por la Federación del Comercio del Estado de Sao Paulo;
- Otros tres miembros de libre elección nombrados por el gobernador del Estado.

Cabe señalar que compete al gobernador aprobar la nominación de seis de estos trece componentes del Consejo Deliberativo, incluso al representante de la sociedad civil, propuesto por los Consejos de Consumidores.

Para definir una estrategia energética sustentable y democrática, las instancias de participación señaladas pueden constituirse en importantes espacios para que la sociedad pueda manifestar los intereses de la población afectada por los proyectos energéticos y promover el necesario debate sobre las opciones de desarrollo.

c. Chile

En Chile, las decisiones energéticas son tomadas principalmente por la Comisión Nacional de Energía, organismo público que se relaciona con el poder Ejecutivo a través del Ministerio de Economía. De acuerdo a lo establecido por el Decreto Ley N° 2.224, del 25 de Mayo de 1978, su función es “elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país”.

La dirección de este organismo está a cargo de un Consejo Directivo integrado por los ministros de Minería, Economía, Hacienda, Defensa Nacional, Secretario General de la Presidencia y de MIDEPLAN. La máxima autoridad de este Consejo es el Ministro Presidente de la CNE. La administración de la Comisión corresponde al secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.

Como puede apreciarse, en esta estructura prácticamente no existen vínculos ni interlocución con organizaciones de la sociedad civil. Además, en el marco de las políticas de participación ciudadana impulsadas durante los últimos años, la mayoría de las veces que se implementa un espacio de diálogo con la ciudadanía, éste tiene un carácter informativo y consultivo, pero sin una influencia real sobre las decisiones y resoluciones adoptadas desde el gobierno. Tampoco existe una articulación constante y reconocida institucionalmente entre la CNE y otros organismos encargados de la protección al medio ambiente, como la Comisión Nacional del Medio Ambiente y el SESMA.

Tales situaciones constituyen una grave falencia. Los proyectos energéticos que involucran los intereses de toda la población y comprometen la salud de las personas, el patrimonio natural y el medioambiente (como las grandes centrales hidroeléctricas, térmicas o de ciclo combinado) requieren un debate abierto e informado con amplia participación de la ciudadanía, puesto que cada proyecto significa modificaciones sustantivas en la calidad de vida de la población.

Las posibilidades reales de canalizar la participación son prácticamente nulas. Aunque leyes recientes sobre las evaluaciones de impacto ambiental abren un espacio para organizar tales demandas, en la práctica el procedimiento adoptado queda restringido al planteamiento de observaciones meramente administrativas. Contra del espíritu de la ley, no se está incorporando la dimensión social a los grandes proyectos, primando únicamente los aspectos ligados a la rentabilidad del negocio.

La realización de proyectos energéticos contra la voluntad y necesidades de las comunidades locales, como la central hidroeléctrica de Ralco en tierras indígenas –que atenta contra la legislación que protege a las etnias originarias- o la central térmica de ciclo combinado en Renca -contraviniendo los objetivos del Plan de Descontaminación de Santiago- constituyen una muestra de la lógica imperante en el desarrollo energético del país.

d. Paraguay

La participación de la sociedad civil en las decisiones adoptadas en el sector energético de Paraguay es bastante reducida. Recientemente, el gobierno abrió un espacio para que la ciudadanía pudiese participar en las discusiones sobre el Plan Nacional de Energía y sobre la Ley Eléctrica. A pesar de ello, esta postura no representa un cambio de actitud permanente respecto a la democratización de los procesos decisorios en el área energética respecto de las posturas adoptadas en el pasado.

Es muy limitada la participación ciudadana en las decisiones sectoriales. Recientemente, se llamó a toda la ciudadanía a discutir el Plan Nacional de Energía (octubre de 1999), así como la Ley Eléctrica (octubre 1999 - febrero 2000). Pero, en general, ello no es así. El texto del Tratado de Itaipú (1973) fue conocido apenas por cuatro (4) funcionarios paraguayos y así fue firmado y aprobado, luego, por el Congreso. Aunque este último caso ocurrió durante la dictadura de Alfredo Stroessner, no han ocurrido cambios significativos en la lógica de las decisiones.

Lo mismo ha ocurrido con la reciente Ley de Privatización (enviada por el PE al Congreso sin discutirla con ningún sector) y ha vuelto a ocurrir con la Ley Eléctrica (desde marzo 2000, discutida entre cuatro paredes) y con recientes acuerdos energéticos (ANDE - ENELPOWER), mantenidos en forma confidencial. Lo mismo ocurre con el acuerdo entre Petropar y Rapsol.

El caso de Yacyretá es el más significativo de los últimos mega proyectos. Su llenado a cota 76, en el año 1994, no fue consultado con la población la que, más bien, fue engañada. Lo positivo es que los sectores así afectados se organizaron y están abriéndose un espacio de participación por su propia lucha.

Por su parte, en el sector eléctrico, la Ley N° 966/64 establece que la empresa estatal (ANDE) es la única autorizada para prestar el servicio eléctrico en toda la República. En su Consejo de Administración participan, como ya se indicó, representantes del empresariado, los trabajadores y las municipalidades. En este Consejo -de la única empresa que presta el servicio eléctrico para todo el país- podría darse una excelente participación ciudadana, lo que sin embargo no ocurre, por la incapacidad de los representantes de las propias organizaciones intermedias (empresarios, trabajadores, municipios).

En el campo de los hidrocarburos, el Estado está presente en la importación de gas oil y de crudo, así como su refinación y venta de derivados a las distribuidoras, a través de PETROPAR. Tanto para el caso de esta empresa pública, como de la ANDE, la participación ciudadana puede darse a través del órgano de control por excelencia, la Contraloría General de la República.

En el campo de la generación eléctrica, existe en el Paraguay la figura de las entidades binacionales (Itaipú, con Brasil, y Yacyretá, con Argentina). Estas entidades se rigen por tratados aprobados en 1973 (ambos), que no prevén una clara participación ciudadana. Los gobiernos han tenido una interpretación restrictiva de la posibilidad de control que tiene la sociedad sobre estos entes binacionales y, así, pese a que los tratados posibilitan la «investigación y juzgamiento» de «hechos lesivos a los intereses» de las binacionales (y sus propietarios, los Estados), las Contralorías de los países afectados, incluyendo la paraguaya, nunca han podido ingresar en Itaipú ni Yacyretá, pese a ser un «monumento a la corrupción». Tampoco han podido ingresar los Congresos o la Justicia, manteniéndose sus archivos como un «secreto de Estado».

Por último, cabe señalar la existencia de la reciente Ley de Defensa del Consumidor y Usuario, que tiene como autoridad de control al Ministerio de Industria y Comercio. Sin embargo, la participación de los consumidores y usuarios es muy escasa, puesto que se encuentran muy pobremente organizados. Muchas veces la participación más dinámica ocurre a través de la prensa y, también, por vía del Congreso o sus representantes, que intermedian ante el Poder Ejecutivo (el MIC) o las empresas públicas (particularmente la ANDE), en casos en que se afectan directamente los intereses de los consumidores.

e. Uruguay

A pesar que se organiza de múltiples maneras, la sociedad civil aún no ha adquirido suficiente conciencia de los problemas energéticos, aunque se percibe cierta claridad

de los peligros que representan algunas fuentes de energía, como la nuclear. Seguramente, la escasa demanda energética, el modesto desarrollo industrial -que determinan niveles de consumo de energía por habitante relativamente bajos- y el relativamente aceptable abastecimiento de la población, han contribuido a rechazar la alternativa nuclear.

El incipiente tratamiento del tema a nivel por las ONG puede ser un indicador del papel que pueden jugar en el futuro como catalizadores de otros actores más significativos, como los sindicatos y otras organizaciones gremiales.

La enorme asimetría de medios para defender una y otra posición, obliga necesariamente a contemplar soluciones que no pasen por el enfrentamiento directo, fijando objetivos de bajo costo, que empleen a su favor las tradiciones, valores y peculiaridades de la sociedad uruguaya como nación, para destacar un modelo propio y participativo.

6. POTENCIAL DE SUSTENTABILIDAD

a. Argentina

La utilización racional de los recursos es la principal y más barata fuente energética alternativa. Sin embargo, a pesar de no requerir inversiones de capital en muchos casos o de ser amortizable en un corto lapso de tiempo, este tipo de medidas no poseen una aceptación importante por parte de los usuarios y no existe una política oficial por parte del estado de promoción de la misma en la escala necesaria.

El potencial de ahorro energético está asociado a todos los sectores de consumo y respecto a su magnitud podemos solo indicar algunas ideas del mismo en base fundamentalmente a experiencias de investigación ya que las experiencias concretas son escasas.

De acuerdo a un estudio realizado por Edenor, en el sector industrial (lácteos, tabacaleros, de harinas, automotriz, del papel y plásticos) podemos ver que las causales promedio de ineficiencia energética se concentran de la siguiente forma:

- Malas combustiones: 30%
- Calores no recuperados: 20%
- Procesos no eficientes: 20%
- Pérdidas mecánicas: 15%
- Pérdidas en accionamientos eléctricos: 10%
- Ausencia de control en la demanda y tarifas: 5%

Gran parte de estos rubros se pueden mejorar habitualmente con una baja o nula inversión de capital (por ejemplo las pérdidas de calor o el mejoramiento de la combustión.

En cuanto al potencial de ahorro del sector industrial, una de las principales dificultades existentes radican en el hecho de considerar el consumo energético como un costo fijo del sistema productivo. Es necesario pensar la energía de cualquier tipo consumida como una variable que permita reducir los costos de producción para lograr ahorros concretos en la industria.

Otra dificultad importante es la ausencia de normas de eficiencia energética así como en muchos casos de datos técnicos fehacientes.

De acuerdo al trabajo realizado por Dutt, Tanides y Brugnoli en el ámbito de la ciudad de Buenos Aires se consideran la siguiente potencialidad de ahorros:

- **Sector residencial:** este sector consume el 29 % del total de la energía consumida en la ciudad, de los cuales un 32 % es iluminación, y un 30 % conservación de alimentos. En base a una estimación relativamente conservadora, se puede esperar un crecimiento de la demanda un 29 % inferior al que se obtendría con eficiencia congelada al año 2020.
- **Sector servicios:** representa casi el 48 % del consumo total de Buenos Aires y se debe fundamentalmente a alumbrado público, servicios sanitarios, edificios comerciales y públicos, etc. Se prevé un potencial de ahorro del 50 % respecto a la eficiencia congelada al año 1020.
- **Sector industrial:** tiene el menor peso en la ciudad, con el 23 % del consumo total. Su potencial de ahorro está vinculado fundamentalmente a la eficiencia en el uso de motores eléctricos, que representan el 80 % del consumo de este sector.

Evidentemente, el ahorro y la eficiencia son políticas a priorizar, para lo cual se deberían tener en cuenta los siguientes items:

- Necesidad de un fuerte apoyo estatal que contemple la asignación de recursos financieros, materiales e intelectuales para abordar esta problemática.
- Necesidad de actualizar la normativa vigente por ejemplo en cuanto a la fabricación y comercialización de electrodomésticos, etc.
- Necesidad de establecer incentivos materiales extras al ahorro producido.

b. Brasil

El potencial de sustentabilidad en Brasil debe apoyarse tanto en el desarrollo de nuevas tecnologías, como en el aprovechamiento sustentable de las fuentes de energías renovables no convencionales.

Respecto a la utilización de **biomasa** para la generación de energía, actualmente existen dos proyectos. Uno lo está desarrollando, en el Estado de Sao Paulo, el Centro Tecnológico de la Copersucar, a partir de la utilización del orujo y de la paja de la caña de azúcar, con sistemas avanzados de conversión, a través de la gasificación y posterior producción de energía eléctrica en turbinas a gas (BIG/GT-Biomass Integrated

Gasification/Gas Turbines) en ciclo combinado. El otro es el WBP-SIGAME, desarrollado por un consorcio de empresas que incluye la Chest, Eletrobrás, Cientec, Vale do Rio Doce, Shell y MCT (Ministerio de Ciencia y Tecnología), con apoyo financiero del Banco Mundial. Este proyecto piloto utiliza, también, la tecnología BIG/GT, a partir del aprovechamiento de la madera plantada (eucalipto).

Otra alternativa es la producción de **aceites vegetales carburantes** a través de mejoras en el rendimiento de los procesos termoquímicos de producción del "diesel vegetal" y de la estimulación del desarrollo tecnológico de motores de ciclo Diesel, para viabilizar el uso del aceite vegetal, especialmente del aceite de dende ("palm oil").

Dichas tecnologías han sido promovidas no sólo para que la biomasa pueda competir económicamente con los combustibles fósiles, sino, también, por el interés en utilizar fuentes de energía renovable capaces de reducir las emisiones de CO₂ de los combustibles fósiles, en la medida en que las emisiones durante la quema de biomasa serían compensadas por la absorción en las mismas proporciones durante su formación, dando un resultado líquido nulo.

Por otra parte, también son importantes las posibilidades de producir **biogás** –gas metano- a partir de residuos urbanos, industriales y rurales.

En lo que concierne a la energía **solar**, la única empresa brasileña (Heliodinámica) que dominaba la tecnología de producción de paneles fotovoltaicos cerró sus puertas por falta de apoyo. Por otro lado, los actuales programas gubernamentales (por ejemplo, el Programa para el Desarrollo Energético de los Estados y Municipios, PRODEEM) se han revelado extremadamente incipientes. Por otro lado, la instalación de paneles fotovoltaicos en áreas urbanas interconectados a la red de distribución, podría viabilizar el factor de escala para reducir el costo de los equipos.

En relación con la energía **eólica**, en 1996 se inauguró el Centro Brasileño de Tests de Turbinas Eólicas, en Olinda (PE). Inicialmente, una turbina eólica de 30 KW con un rotor de tres aspas y 13 mt de diámetro fue conectada a la red eléctrica para realizar tests. Otras turbinas se están instalando en el Centro: una con una potencia nominal de 225 KW, de 29 mt de diámetro y una torre de 30 mt de altura y, la otra, con una potencia nominal de 1,5 KW, para investigaciones de sistemas eólicos pequeños (bombeo de agua, tratamiento de la misma, electrificación rural...)

Siempre en relación con el aprovechamiento hidroeléctrico, reconocidamente privilegiado en Brasil, es imprescindible eliminar las barreras que impiden incentivar el aprovechamiento de los micro y pequeños potenciales. Una iniciativa en este sentido se realizó recientemente cuando en la legislación actual (Resolución Aneel N° 394, de diciembre de 1998) se modificó el concepto de pequeñas centrales hidroeléctricas, extendiendo su capacidad hasta 30.000 KW. La legislación también prevé que las unidades deberán presentar un depósito no superior a 3 km². Los proyectos que se limiten

a 30 MW de potencia, pero que excedan el límite del área inundada, serán estudiados caso a caso por la Agencia de Regulación (ANEEL). Tales cambios pretenden incentivar la construcción de centenas de nuevas PCHs en potenciales ya identificados. Además, la energía generada por éstas tendrá un descuento de 50% en los costos de transporte de la electricidad.

En lo que concierne a la capacidad tecnológica brasileña relativa al equipamiento, vemos que la industria nacional de turbinas hidráulicas está constituida, principalmente, por empresas subsidiarias de multinacionales, lo que les permite acceder a la tecnología de los principales fabricantes extranjeros.

Estas empresas, debido a sus costos de administración, están mejor preparadas para atender PCHS superiores a 1 MW. Las empresas con tecnología nacional pueden atender instalaciones de pocos watts hasta de 10 MW, y ofrecen turbinas Pelton, Francis, hélices en cajas espirales, abiertas, cilíndricas y con restricción en "s" o tubulares. Además existen empresas especializadas en la atención a pequeñas propiedades rurales cuyos potenciales hidráulicos varían entre 2 y 30 KW.

En relación con las posibilidades de aumentar la **eficiencia energética**, se utilizó como fuente un estudio del año 1995 –Evaluación de la Energía Útil, BEU-, elaborado por el Departamento Nacional de Desarrollo Energético, del Ministerio de Energía y Energía y la Fundación para el Desarrollo Tecnológico de la Ingeniería, FDTE. En dicho trabajo se realizó una evaluación comparativa del desempeño energético constatado en 1993 y en un estudio similar del año 1983.

Los datos de este estudio revelan que el sector residencial y el de transporte son los que muestran menores rendimientos y, por tanto, son los que presentan mayores posibilidades de aumentar su eficiencia. También, el sector industrial debe ser considerado, especialmente debido a los datos presentados por las ramas del cemento, aluminio y aleaciones de hierro.

Efectivamente, en el sector **residencial**, la mayor eficiencia podría obtenerse al sustituir fuentes utilizadas en el calentamiento directo, básicamente, sustituyendo las cocinas a leña por cocinas a GLP. La cuestión de la eficiencia sólo confirma esta necesidad, ya señalada en otras evaluaciones realizadas a lo largo del presente trabajo.

Además, ganancias en eficiencia podrían obtenerse de la iluminación, aunque los costos actuales y la ausencia de incentivos económicos no favorecen las medidas de sustitución de las lámparas incandescentes por fluorescentes compactas, ni siquiera por lámparas incandescentes de alto rendimiento.

En lo concerniente al sector **transporte**, particularmente el terrestre, las ganancias de eficiencia se restringen a las posibilidades de desarrollo tecnológico de los motores, considerando que los motores Ciclo Otto (gasolina y alcohol) tienen un rendimiento

menor que los Ciclo Diesel. La restricción señalada se debe al hecho de que estas posibles ganancias no modificarían la naturaleza del problema, que consiste en la prevalencia del modelo terrestre para el transporte de carga y la priorización del transporte individual en detrimento del colectivo, lo que termina restringiendo, también, las ganancias de eficiencia a través de la racionalización del tránsito en los grandes centros urbanos.

c. Chile

Si en la próxima década Chile pretende resolver sus problemas de vulnerabilidad, dependencia, inequidad e insustentabilidad energética, es indispensable asegurar un desarrollo equilibrado del sector energético. Las fuerzas del mercado no bastan para asegurar este objetivo, por lo que es necesario generar políticas públicas y un marco normativo que permita:

- **Diversificar fuentes** de energía primaria disponibles para el sector energético, de manera de asegurar un abastecimiento confiable y menos sujeto a los vaivenes internacionales.
- **Promover las energías renovables** (geotermia, eólica, solar, biomasa), muy abundantes en Chile. Esto asegura la sustentabilidad del sistema en el largo plazo, y simultáneamente ayuda a disminuir las emisiones de carbono a la atmósfera.
- **Impulsar el ahorro y le eficiencia energética:** el uso eficiente de energía es la forma más económica de ampliar la disponibilidad del recurso. Las técnicas van desde desfase temporal de consumos hasta cogeneración y otros métodos más sofisticados.

Las fuentes renovables permitirían enfrentar los problemas de sustentabilidad ambiental y de cobertura en el abastecimiento, especialmente en las regiones extremas y zonas aisladas del país. Además de las pequeñas centrales hidráulicas, la geotermia y la energía eólica potencialmente pueden contribuir a la inyección de energía en el Sistema Interconectado Central (SIC), facilitando la desconcentración y diversificación de los actores que producen energía; reduciendo la dependencia de fuentes convencionales (gas natural e hidroeléctricas) y promoviendo una mayor sustentabilidad en la generación de energía.

A la fecha, según cifras oficiales, la participación energética de las fuentes renovables en Chile es la siguiente:

Tabla 16: Energías renovables en Chile

Utilización por tipo de recurso	Energía utilizada	
	MWH/año	%
Solar	4.770	46,3%
Eólica	45	0,4%
Microhidráulica	4.998	48,5%
Geotermia	458	4,4%
Biomasa	36	0,3%
Total	10.307	100%

Fuente: CNE, 2003. www.cne.cl

Sin embargo, el potencial de aprovechamiento es mucho mayor. La generación eléctrica por **geotermia** podría exceder los 8.000 MWe. Sólo en el SIC el potencial aprovechable en el corto y mediano plazo excede los 2.000 MWe. La producción de esta energía, por sus características de generación, tiene la ventaja de generar energía las 24 horas del día (Román, 2003).

Esta energía se trabaja con sistemas modulares. En un campo geotérmico puede instalarse una central pequeña (10 a 40 MWe), a la que luego se pueden agregar más módulos en la medida que el campo se explora y explota mejor. Esto significa que las inversiones pueden ser escalonadas (Ibid).

El principal inconveniente de la geotermia es el costo inicial que representa abrir un yacimiento. Si bien estudios en superficie pueden mostrar gran potencial, sólo se puede tener una prospección real del campo una vez realizados los primeros pozos. La inversión inicial puede ser del orden de US\$ 5 a US \$ 10 millones para un campo, lo cual es no despreciable (Ibid).

En el caso de la energía **eólica**, existe muy buen potencial en el Norte de Chile (en especial la zona de Norte Grande), los valles transversales y el sector costero desde Concepción al Sur. En Chile solamente existe un parque eólico en Aysén de 2 MWe (Ibid).

El Norte de Chile, desde Arica hasta Coquimbo en la IV región, cuenta con el mejor recurso para la energía **solar** del planeta. Las condiciones de pureza del cielo, número de días despejados y transparencia atmosférica no tienen equivalente en otras latitudes. En el norte interior, la cantidad de días despejados al año supera los 300. El índice de transparencia atmosférica medio supera el 75%. Este índice mide la relación entre la energía solar real que llega a un lugar con respecto al máximo teórico que podría existir. Traducir este potencial en MW de producción eléctrica da números muy superiores a los 20.000 MW. Adicionalmente en el norte de Chile hay intensa demanda de energía eléctrica, pues allí se concentran procesos productivos mineros que demandan energía, en particular los métodos modernos de refinación del cobre. Aunque el norte de Chile ofrece las mejores condiciones de la superficie del planeta para proyectos solares confiables y rentables, actualmente el costo de producción de energía eléctrica a partir de energía solar es superior a otras fuentes no convencionales. Esta situación debería cambiar en los próximos años (Ibid).

Por último, también es evidente la necesidad de ampliar el espacio para aumentar la utilización de **biomasa**. En la actualidad, esta última tecnología ya se usa, en especial combinándola con otros procesos industriales (por ejemplo, cogeneración en el proceso de la celulosa), pero una política más activa en su uso posibilitaría la rápida puesta en marcha de varias decenas de Megawatts adicionales de potencia eléctrica. Informes del PRIEN indican un potencial no inferior a los 300 MWe en el corto plazo, del aprovechamiento de desechos de plantaciones forestales (Ibid).

c. Paraguay

Este país carece de yacimientos fósiles, lo que si bien constituye una desventaja en términos de importaciones, puede ser considerado como una oportunidad para orientarse hacia un modelo energético basado en el aprovechamiento sustentable de las energías renovables no convencionales. Un serio inconveniente para alcanzar esta meta son las condiciones políticas, económicas, sociales y culturales que determinan un proceso de creciente deforestación, destrucción y degradación de otros ecosistemas y de los sistemas hídricos. Otra dificultad es que, hasta ahora, no se enfoque a los aprovechamientos hidroeléctricos con un criterio ambientalmente sustentable, que prolongue su vida útil en forma indefinida.

Sin embargo, Paraguay abastece sus necesidades eléctricas de los aprovechamientos en explotación (Itaipú, Yacyretá y Acaray) y puede seguir haciéndolo por varias décadas. Esta gran potencialidad hidroeléctrica es una notoria fortaleza del Paraguay para avanzar hacia un modelo energético enteramente sustentable, particularmente si se le da a los diversos aprovechamientos energéticos el tratamiento ambiental (manejo de su cuenca) adecuado.

Las condiciones climáticas del Paraguay y el tipo de bosque natural, existente tanto en el Chaco como en la Región Oriental, permitiría que, en base a criterios de manejo sustentable, se pudiera tener suficiente biomasa forestal renovable, tanto leña como carbón vegetal, para las necesidades energéticas del país.

Igualmente, el rico suelo agrícola, abundantemente regado por ríos y arroyos, posibilita mantener una agricultura sustentable que produzca renovablemente los residuos vegetales que son empleados en la industria.

Con algo más de esfuerzo, debido a la fertilidad del suelo y la existencia de tierras ociosas, se puede producir el «biodiesel», con base en aceites vegetales, y el etanol hidratado, que sustituya a las naftas. Esta última experiencia ya se realizó con cierto éxito, mientras los precios del petróleo estaban entre 30 y 26 US\$/barril. Ahora, que la cotización es similar, podría pensarse en una experiencia parecida, con lo cual el Paraguay podría autoabastecerse en combustibles líquidos en un elevado porcentaje.

En todo el país, aunque con más intensidad en el Chaco, el Paraguay posee una radiación solar promedio muy buena, que permitiría desarrollar una más amplia utilización de energía solar. No existe una buena potencialidad eólica en general, aunque sí en ciertas regiones (como el Nor-Oeste del Chaco), donde esta energía podría satisfacer un elevado porcentaje de la demanda energética de la zona. Por otra parte, existe una cierta potencialidad de aprovechamiento de residuos animales, que podría estimularse.

En términos generales, se puede decir que el Paraguay posee un elevado potencial de energías sustentables y que, con políticas adecuadas, podría ampliarse su participación en el balance energético nacional, primero, y llegar, luego de algunas décadas, a una matriz energética que pueda ser casi un 100% renovable y en gran medida sustentable.

Dichas alternativas incluyen, entre otras opciones:

- El desarrollo del ferrocarril por su mayor eficiencia en el uso de energía y la posibilidad de utilización de fuentes energéticas ya disponibles en abundancia en nuestro país hidroeléctricas);
- El mejoramiento de la navegación fluvial privilegiando el desarrollo de embarcaciones que optimicen el uso racional de combustibles o utilicen fuentes de energía renovables.

Cabe señalar que debe evitarse el enfoque actual del proyecto Hidrovía Paraná-Paraguay, basado en costosas e innecesarias obras de ingeniería que sólo contribuirán al aumento de nuestra deuda externa y tendrán incalculables e irreversibles impactos negativos en toda su área de influencia. La alternativa ambientalmente adecuada es la adaptación de las embarcaciones a las condiciones naturales de estas vías navegables. Por otro lado, es necesario promover el ahorro de energía a través del aumento de la eficiencia, especialmente en la industria, transporte, iluminación, electrodomésticos y cocción de alimentos.

e. Uruguay

Una política energética sustentable debe tener objetivos específicos respecto de las pautas de consumo. Dichos objetivos deben contemplar un uso menos intensivo de energía que el actual, así como tender hacia otra estructura de satisfacciones de necesidades.

A través de la educación formal y informal, se deberían suministrar ejemplos de cómo revertir el uso descontrolado de energía en el sector doméstico, cuyo consumo tiene gran incidencia en el consumo global de energía. Otro tanto debería hacerse en relación con los automóviles.

Dado que un alto porcentaje de la energía que se consume en Uruguay es el que se realiza en el ámbito residencial, algunas de las posibilidades de reducir el consumo energético pasan por: tarifas diferenciadas, precios de la energía más reales, que incluyan los costos de los perjuicios al ambiente, bonificaciones a los equipamientos domésticos de menor consumo energético, diseños que mejoren la eficiencia térmica en la arquitectura, transporte más eficiente, etc.

Debido a la importancia que tienen para Uruguay los equipos importados, debe establecerse una norma específica para los importadores y fabricantes de equipos que consumen grandes cantidades de energía, no lo solo para incrementar la eficiencia global, sino también para evitar que los equipos menos eficientes sean destinados al Tercer Mundo en el caso de que los países desarrollados tomen medidas de esa naturaleza. También hay que fijar normas específicas de certificación del equipamiento de producción y consumo que importe el Uruguay.

Además, se propone un modelo alternativo de transporte que:

- Integre los medios de transporte a la planificación del uso de la tierra y al ordenamiento territorial, para evitar los dobles fletes y disminuir la demanda.
- Favorezca el transporte público de gran capacidad en los programas de transporte urbano.
- Siempre que sea posible, estimular la utilización de formas no motorizadas de transporte, proveyendo la infraestructura necesaria (vías específicas para peatones y ciclistas).
- Permita el cambio y renovación de vehículos y la instrumentación de una legislación positiva para el sector, sobre la base de un control efectivo de las emisiones, con oficinas técnicas de control y gestión de fletes.
- Implemente medidas basadas en patrones nacionales de fiscalización ágil de los automóviles, camiones, tractores, importados, fabricados o armados en el país

La actual dependencia del petróleo y de grandes represas hidráulicas debería modificarse en el sentido de aumentar la participación de fuentes alternativas de energía (solar, eólica, residuos de biomasa, etc.). Fuentes menos agresivas para el ambiente, que disminuyen la dependencia energética del país.

Por lo demás, la aplicación de la energía solar y eólica al desarrollo rural, y en especial a la ganadería, puede ser ilustrativa de una forma complementaria de usar las fuentes alternativas.

La estrategia de transición hacia un escenario sustentable en 2020 implica crear puestos estables de trabajo basados en el desarrollo de todas las áreas del país. Por ejemplo, el subsector ganadero de cría, uno de los rezagados por razones financieras y las condiciones del mercado mundial, constituye un "cuello de botella" para la expansión del sector. Se compone de predios ubicados en zonas de suelos más pobres o de peor acceso, o ambas cosas a la vez y, por lo tanto, es el que sufre las condiciones de vida más penosas para los que allí trabajan y residen. Estas situaciones podrían revertirse en parte si se generara electricidad a partir de fuentes renovables. Son alternativas de bajo costo, eficaces y compatibles con los recursos disponibles. Ello requiere investigar y desarrollar materiales, equipos y técnicas con objetivos específicos para resolver los problemas que plantea la producción uruguaya.

En lo que concierne a la distancia que existe entre el lugar donde se generan las energías alternativas y la red de distribución de energía eléctrica, hay que distinguir dos situaciones. Cuando ese lugar se halla cerca de la red, puede preverse que el emprendimiento tenga un carácter complementario, y venderse el excedente generado a un precio mínimo, garantizado por la legislación positiva. Cuando está lejos de la red, el emprendimiento debe ser concebido sobre la base de la integración de sistemas mixtos de generación de energía, que permitan un abastecimiento firme y continuo.

Existe además un amplio campo para emplear energías alternativas con tecnologías rurales y urbanas. Incluso en los establecimientos industriales puede utilizarse la energía solar. Tal es el caso de las bombas para manejo de agua, electrificadores de cercas, equipos de refrigeración, pequeños vehículos eléctricos, instalaciones para manejo de ganado, equipos de comunicación, motosierras, etc.

El éxito de un programa de uso eficiente de la energía depende de la disponibilidad de recursos humanos, conocimiento y tecnologías asociados a una estrategia sustentable.

En este sentido, es pertinente elaborar un programa de investigación científica y tecnológica, sobre los siguientes puntos básicos:

- Aumento de la investigación permanente en temas energéticos asociada al sector productivo.
- Más consultorías nacionales y mejor distribuidas entre consultores en temas energéticos, con contrapartidas reales de seguimiento.
- Mayor innovación y adaptación de la tecnología relacionada con el consumo de energía, transporte, etc., a través de programas de ciencia y tecnología debidamente organizados.
- Creación de postgrados en ciencia y tecnología para formar técnicos especializados en el tema energético.

PARTE 3: LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONO SUR

1. PRINCIPIOS PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL CONO SUR

La creciente integración energética de los países que integran el Cono Sur es uno de los más importantes temas de discusión. En general, el debate se plantea en torno a las obras de interconexión eléctrica, los gasoductos, las centrales hidroeléctricas y/o térmicas, las reservas de yacimientos de gas natural y petróleo, las plantas de acondicionamiento y generación de energía secundaria, las relaciones de intercambio entre las zonas productoras y las zonas consumidoras. Respecto del desarrollo de fuentes energéticas renovables, los debates se limitan a recomendaciones generales de “apoyo y promoción”, pero no proponen ninguna acción concreta.

En la región, impera el sistema clásico – algunos generadores de gran capacidad conectados a la red de transmisión, y ésta a la de distribución para luego llegar a los consumidores finales. La estrategia es fomentar inversiones privadas en grandes centrales térmicas y megarepresas hidroeléctricas. Estas inversiones serán realizadas por transnacionales que ya tienen copada la región, con una gran incidencia en el funcionamiento del sistema eléctrico y en la fijación de las tarifas en cada uno de los países del Cono Sur. Se trata de empresas preocupadas únicamente por el lucro y no por el uso sustentable de la energía.

La idea central que fundamenta esta estrategia es la reducción de costos. La fórmula para “reducir costos” implica tomar medidas que favorezcan la acumulación de capital antes de resolver el problema de fondo. Implica el desmantelamiento de los monopolios públicos que controlan el sistema energético, la promoción de la privatización del sector, el ingreso o el fortalecimiento de las empresas multinacionales del sector, la reducción de puestos de trabajo y la tercerización de los servicios, la reducción de salarios y una creciente degradación del ambiente.

La transición hacia un escenario regional integrado y sustentable implica la integración del sistema energético regional, que debería realizarse sobre otros fundamentos.

La sustentabilidad energética en el Cono Sur no puede basarse en la lógica del mercado. La lógica de la competencia, fortalecida por la presencia de empresas privadas en el sistema, se vincula más al aumento de las tasas de ganancia que a la satisfacción de las necesidades energéticas de la población de la región.

La integración energética del Cono Sur en bases sustentables debe implicar un proceso de complementación energética que fortalezca a la región en su conjunto, que nos permita lograr aceptables niveles de autoabastecimiento, respetando los distintos tiempos y realidades específicas de cada país.

Las imposiciones de las transnacionales por alcanzar las llamadas simetrías regulatorias no pueden regir el proceso de integración energética. Esta integración debe realizarse en el marco de una negociación positiva y clara, que fomente los intercambios sobre la base de las necesidades y las matrices energéticas de los distintos países. En este sentido, es preciso asegurar en el ámbito regional un cierto nivel de competencia, basada en una legislación antimonopólica, con una activa participación de los gobiernos nacionales en la definición de políticas y estrategias para garantizar patrones de sustentabilidad energética, bajo el control y la participación activa de la sociedad organizada.

2. ESCENARIO ENERGÉTICO TENDENCIAL (“BUSINESS AS USUAL”) EN EL CONO SUR: 2000-2020

Las premisas que fundamentan el escenario tendencial consideran que el crecimiento económico y la acumulación de capital no eliminan los graves desequilibrios de la región. Se trata de un escenario de afirmación del proyecto neoliberal, donde la hegemonía del poder político se mantiene en las fuerzas sociales que consideran el mercado como un factor principal para la consolidación de un proceso de desarrollo económico que se pretende sustentable.

En este escenario no se altera mayormente la estructura de producción, distribución y consumo de energía. Se sigue reduciendo tendencialmente el proteccionismo, el MERCOSUR no experimenta avances considerables, mientras que el ALCA se consolida. El avance tecnológico se utiliza para generar concentración de las ganancias y empeora la distribución del ingreso en el Cono Sur.

Entre las perspectivas regionales, la integración física de electro y gasoductos permitirá la complementación energética pero al mismo tiempo hará más difícil la puesta en vigor de políticas nacionales de largo plazo - entre otras razones, por los actores transnacionales - a menos que estas políticas también sean concertadas. En cuanto a las fuentes (reservas), el MERCOSUR parece dominado por el gas de Bolivia y quienes lo detentan por un periodo muy largo, no menor a 20 años, lo cual impulsa una integración de gasoductos por oposición a electroductos y otros gasoductos (de Argentina y Perú a Brasil).

Otras premisas del escenario tendencial son:

- débiles avances en el fomento al desarrollo de fuentes renovables y por consiguiente, marginalidad de estas fuentes en las matrices energéticas de la región;

- producción eléctrica a partir de derivados del petróleo y aumento de centrales térmicas en base a gas natural;
- megarepresas en la cuenca del Plata, la región amazónica y el Sur de Chile, entre otras;
- programas de energía nuclear en desarrollo, y construcción de nuevas plantas electronucleares;
- exportación de energía entre los países de la región, en base a criterios de mercado y sin responder a las necesidades internas de cobertura.

Este cuadro prospectivo tendencial debe revertirse. Por ello, el Programa Cono Sur Sustentable propone un escenario energético alternativo para la región.

3. ESCENARIO ENERGÉTICO SUSTENTABLE EN EL CONO SUR: 2000-2020

Los criterios adoptados para la construcción de escenarios sustentables deben considerar el impacto global de la matriz energética, considerando cuestiones como el cambio climático, el agotamiento y sustitución de recursos naturales energéticos no renovables, desde la extracción de energéticos hasta el uso final. Junto con ello, es necesario considerar los impactos locales y regionales: contaminación, pérdida de biodiversidad, etc. En conjunto, esto significaría restringir el uso de combustibles fósiles, energía nuclear y energía hidráulica generada en megarepresas.

También deben ser consideradas las condiciones de sustentabilidad social, relacionadas con la equidad dentro de la sociedad y entre las regiones. En un escenario deseable deben satisfacerse las necesidades de toda la población, sin reducir el consumo energético a los sectores que cuenten con los recursos para asumir sus costos. Debe propenderse a un equilibrio en los impactos sociales de los proyectos energéticos (por ejemplo, en el empleo) e incluirse principios de restricción al sobreconsumo.

Entre las condiciones internacionales para la sustentabilidad, los países de la región deben oponerse a acuerdos como el ALCA y mejorar la integración regional, lo cual no significa proyectar las tendencias actuales del MERCOSUR, sino desarrollar aquellas que se consideran compatibles con los objetivos de Cono Sur Sustentable.

En el horizonte del 2020 las nuevas fuentes renovables pueden ser competitivas en nuevos nichos. En particular, la energía eólica y la biomasa lo serían en la generación integrada a la red; la fotovoltaica en poblaciones aisladas y en redes dispersas; bioalcoholes, biogás y aceites vegetales podrían reemplazar el uso de combustibles fósiles –especialmente en el mundo agrícola- en algunas regiones. Sin embargo, queda por definir la forma que tendría su incorporación a las redes del MERCOSUR y como se optimizaría su aprovechamiento en función del tipo de infraestructura energética elegida.

4. PROPUESTAS DE POLÍTICAS Y MECANISMOS PARA LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN EL CONO SUR

a. Incorporación de las externalidades

La extensión del uso de las fuentes alternativas de energía en el Cono Sur, como la solar, la eólica, la microhidráulica, el gasógeno, las biomasas, el biodiesel, etc., enfrenta un primer problema derivado del hecho de que los métodos de la economía clásica no tiene en cuenta los costos del deterioro ambiental, por lo que los precios de la energía son muy inferiores a sus costos reales, lo que no contribuye a que el mercado asigne espontáneamente los recursos necesarios para desarrollar las fuentes alternativas de energía.

Es necesario generar estrategias articuladas a nivel regional, para incrementar y masificar el uso de fuentes alternativas de energía. Además, las alternativas energéticas basadas en los combustibles fósiles deben incorporar los costos de su utilización en términos de la degradación ambiental, daños a la salud pública, vulneración del patrimonio natural y cultural, entre otros elementos.

b. Adopción del sistema de Generación Distribuida

El sistema de generación distribuida es el marco necesario para el desarrollo de las fuentes renovables. Consiste en sistemas de generación relativamente pequeños, que están conectados directamente a la red de distribución (media y baja tensión). Este sistema de generación favorece la descentralización de actores en la generación y distribución de energía, reduciría las pérdidas hasta en un 40% y, por ende, disminuirían significativamente los costos de inversión.

c. Políticas públicas para la planificación energética

Al Estado le corresponde activar la definición de una nueva política energética, asumiendo un mayor liderazgo en la determinación de objetivos que respondan a las necesidades y demandas de la población. Es su deber diseñar y aplicar una estrategia energética consistente con el desarrollo sustentable, que concilie la expansión del sistema con los desafíos de largo plazo no considerados por el mercado.

d. Restricciones a las actividades energointensivas

La región no debe seguir fomentando el desarrollo de la industria extractiva, que genera gran demanda de energía y mantiene su rol subordinado por exportación de bienes primarios. Se necesita reformar las plantas de producción, donde los procesos de transformación signifiquen agregación de valor y por ende, mayor valoración en el mercado internacional.

Las actividades de producción de bienes intensivos en energía – la minería y transformación del cobre (Chile); aluminio primario (Brasil y Argentina); acero (Brasil y Argentina); ligas de hierro (Brasil); papel y celulosa (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) – deben ser reducidas, abandonando el rol de subordinación de la región como exportadora de bienes primarios para el mercado internacional. Por su parte, los empleos actualmente generados por estas actividades deben ser sustituidos, a través de un programa de recalificación de la mano de obra.

Las actuales plantas de producción electrointensiva deben ser reformadas, extendiendo el proceso productivo a las etapas de transformación, de forma a que los bienes sean el resultado de un proceso de mayor agregación de valor, con una consecuente valoración en el mercado internacional.

e. Restricción del desarrollo de fuentes no sustentables:

El desarrollo de nuevas plantas de generación de energía eléctrica deberá excluir claramente las megarepresas proyectadas en la región así como también planteamos la detención de los planes de desarrollo nucleares de Argentina y Brasil en el intento de diversos sectores de proseguir la construcción de las centrales nucleares de Atucha 2 y Angra 3.

f. Marco regulatorio para el uso eficiente de energía

El marco regulatorio para el uso eficiente de la energía deberá abarcar al conjunto de actividades de la cadena energética; es decir, aquellas relacionadas con la exploración, la explotación, la transformación, el transporte, la distribución y el uso final de la energía, tanto por las empresas energéticas como por el consumidor individual. Deberá asegurarse la incorporación de externalidades y la definición de una institucionalidad adecuada a este objetivo.

g. Educación y incentivos para la eficiencia en los hogares

En el sector residencial, el esfuerzo debe estar orientado a reducir el sobreconsumo de energía. Se propone campañas de educación pública, incluso en los colegios y escuelas, sobre el carácter de eficiencia que debe tener el consumo de energía. Esto debe respaldarse con incentivos económicos al ahorro de los usuarios, a través de tarifas diferidas, subsidios y asesoría para la incorporación de fuentes renovables en los hogares.

h. Programas de reducción de energía y estándares de eficiencia para las industrias

En el sector industrial es necesaria una definición que oriente el uso eficiente de la energía y determine metas de reducción de consumo en las empresas. Se deberá, además, decretar la obligatoriedad para las empresas de presentar al ente regulador

de cada país, programas anuales y/o de plazos mayores, en el que informen acerca de sus consumos y las medidas adoptadas para racionalizarlos, los que deberán ser contrastados con los estándares que la autoridad de cada país estime adecuados. Además, sería deseable que los estándares sean acordados de común acuerdo entre todos los entes reguladores de cada país del Cono Sur.

i) Estándares y normativas de eficiencia energética para la construcción

En los países del Cono Sur debe haber obligaciones para la adopción de medidas de eficiencia energética en el diseño y construcción de edificios y conjuntos habitacionales, con difusión de sugerencias respecto al mejor material aislante y otros aspectos relevantes para una mejor calidad térmica de las construcciones. Estas medidas deben considerar las especificidades ambientales (temperaturas, humedad, régimen de los vientos, etc.) de cada localidad. Con el fin de concretar las medidas, normas y otras disposiciones legales que se adopten, es necesario identificar los mecanismos de coordinación entre el ente regulador y las diversas instancias del ámbito de la construcción de cada país. La legislación debe incluir guías especiales que estimulen el uso eficiente del aire acondicionado, la calefacción, los equipos de ventilación, el alumbrado, los fogones a gas licuado, los sistemas de suministro de agua caliente y los ascensores, entre otros artefactos.

j) Normativas para importadores y fabricantes de equipos

Se trata del establecimiento de estándares con respecto al consumo energético y su grado de eficiencia, de diversos equipos que consumen grandes cantidades de energía: automóviles, calefacción, electrodomésticos, motores eléctricos utilizados para fuerza motriz, y climatización para viviendas y edificios, entre otros. Además, será necesario la creación de patrones de fiscalización para los servicios públicos involucrados, cuya misión será la de aplicar y controlar las normas establecidas. También se requieren guías para la fabricación, importación y uso de equipos, maquinarias y herramientas.

k) Capacitación, incentivos y programas de eficiencia para las Pymes

Las pequeñas y medianas empresas pueden asumir un importante rol en la diseminación de programas de eficiencia energética, por involucrar sectores y ramas cuyos consumos energéticos son significativos. Se trata de definir orientaciones básicas y programas de racionalización específicos, a través de incentivos económicos, financieros y impositivos, con la participación de entidades bancarias, financieras y crediticias en el aporte de recursos para inversión en adquisición de nuevos equipos, o en el mejoramiento en la eficiencia de los antiguos. Además, la formación de personal técnico calificado para intervenir por intermedio de las ESCOs – Empresas de Servicios de Conservación de Energía es fundamental, en términos de estrategia de acción.

I) Espacios y mecanismos formales de participación ciudadana en las decisiones energéticas

La democratización de la gestión y las decisiones es fundamental para modificar el curso del desarrollo energético en la región. Para ello, es necesario generar espacios de interlocución y participación ciudadana directa en el diseño, gestión y evaluación de las políticas energéticas. Se debe estimular y fomentar la participación informada de la gente en las decisiones sobre proyectos, así como de los usuarios en las instancias de planificación, para consolidar canales de participación ciudadana en las distintas fases de los proyectos energéticos.

Para estimular la participación informada, se debe diseñar y llevar a la práctica mecanismos para asegurar una activa y efectiva participación de representantes de la sociedad civil y del sector privado, en instancias directamente vinculadas a los aspectos regulatorios e institucionales más gravitantes, como: integración de los consumidores en las operaciones de los sectores energéticos nacionales/regionales, audiencias públicas y participación informada en las decisiones sobre instalación de proyectos energéticos. Por su parte, los técnicos y encargados de la toma de decisiones deberán rendir cuentas públicas de sus actos.

Estas son las propuestas que, para los integrantes del Programa Cono Sur Sustentable, permitirían avanzar hacia un escenario que fortalezca la complementación de la región bajo criterios de sustentabilidad ambiental, económica, política y social, para lograr mayores niveles de autoabastecimiento y cobertura - especialmente en zonas rurales y sectores carenciados-; el aprovechamiento de las fuentes renovables; y el uso eficiente de la energía.