FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

DOS AÑOS DESPUÉS DE LA CONFERENCIA DE BONN

NACIONES UNIDAS

CEPAL

gtz

ONE WORLD

Deutsche Entwicklungspolitik

Documento de proyecto

Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn

Coordinado por Manlio F. Coviello

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

Este documento ha sido coordinado y preparado por Manlio F. Coviello, Oficial de Asuntos Económicos de la CEPAL, con la supervisión de Hugo Altomonte, Jefe de la Unidad Recursos Naturales y Energía, y la revisión de Fernando Cuevas, Jefe de la Unidad de Energía, CEPAL/México, y de Fernando Sánchez-Albavera, Director de la División Recursos Naturales e Infraestructura, todos de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del proyecto ""Modernización del Estado, Desarrollo Productivo y Uso sostenible de los recursos naturales (GER/05/001)", ejecutado por CEPAL en conjunto con la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ).

Este documento será sometido a la consideración de las delegaciones participantes en la REUNIÓN MINISTERIAL IBEROAMERICANA sobre: "Seguridad Energética en América Latina: Energía Renovable como Alternativa Viable", que se celebrará en Montevideo el 26 y 27 de septiembre de 2006.

El trabajo ha sido posible gracias a los aportes sustantivos de los siguientes especialistas internacionales: Luiz Augusto Horta Nogueira, Lorenzo Eguren y Gonzalo Delacámara.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen a las instituciones involucradas.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/W.100 Rev.2
Copyright © Naciones Unidas, septiembre de 2006. Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen……..... 5

I. Avances en energías renovables en América Latina y el Caribe..... 13
I.1 Antecedentes..... 13
I.2 Avances recientes en el rubro “energías renovables”..... 16

II. Situación y tendencias de la participación de las fuentes de energía renovables en la región 29
II.1. Análisis comparado 2002 – 2004 de la oferta total de energía en América Latina y el Caribe 29
II.2. Análisis comparado 2002 – 2004 de los índices energéticos subregionales..... 42

III. Biocombustibles en América Latina y el Caribe: estado de situación y perspectivas 51
III.1 Bioetanol: experiencias en países de América Latina y el Caribe..... 52
III.2 Biodiesel: experiencias en países de América Latina y el Caribe 65
III.3 Desafíos futuros para el desarrollo sostenible de los biocombustibles en América Latina y el Caribe 74

IV. Mercado del carbono y energías renovables en América Latina y el Caribe: estado de situación y perspectivas 81
IV.1 Introducción al mercado del carbono 81
IV.2 Importancia de la Región en el Mercado MDL Mundial 82
IV.3 Economía de los Créditos de Carbono: Compradores y Precios..... 91
IV.4 Barreras al desarrollo de proyectos MDL en la Región..... 96
IV.5 Los compromisos futuros (post-2012) y sus posibles impactos en la Región 98

Bibliografía 101

Anexo 1 : 111

Resumen

En los últimos años, en la región, se produjeron algunos acontecimientos y progresos en el rubro de las energías renovables, tanto en materia normativa como en el ámbito de los proyectos

En materia normativa resaltan significativos avances como: el "Régimen Provincial de Promoción de las Energías Renovables", sancionado con fuerza de Ley por el Poder Legislativo de la Provincia de Santa Cruz, Argentina, en 2005; la Ley N° 26.093, que instituye el "Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en la República Argentina"; la Regulación No. 004/04 de 2005, en la que el Consejo Nacional de Electricidad de Ecuador (Conelec) aprobó las normas y precios que regulan la operación de las unidades de generación de energía renovable; la aprobación por parte de las Cámara de Diputados de México de la "Ley para el Aprovechamiento de las Renovables"(LAFRE), instrumento que prevé la creación de un fideicomiso que permitirá que las renovables alcancen, en 2012, el 12% de la generación nacional; la "Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables" en Nicaragua, del 2005.

También se registraron relevantes avances en el ámbito de los proyectos, como los progresos tangibles promovidos en Brasil por la Ley 10438/02 de 2002 que estableció el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternas de Energía (PROINFA); en febrero de 2006 fue puesto en operación el primer proyecto del programa (planta de combustión de biomasa de Coruripe). El Gobierno brasileño prevé que la potencia instalada en energías alternativas en el país alcance casi los 1000 MW a finales de 2006, con la entrada en operación de 37 nuevas plantas y que todas la plantas integradas en el programa estén en operación a finales de 2007. En Chile, en junio de 2006, la CORFO y la Comisión Nacional de Energía lanzaron la segunda "Convocatoria para Proyectos de Energía de Pequeño Tamaño a partir de Fuentes Renovables", que tiene por objeto financiar parte de los estudios o asesorías especializadas en la etapa de preinversión.

En el año 2005, la Comisión Federal de México inició la construcción, en el Estado de Oaxaca, de la primera planta eólica de gran escala en México, que entrará en operación en octubre de 2006. Adicionalmente, la Secretaría de Energía tiene programada la construcción de otros 500 MW de capacidad eólica en los próximos años, con lo que se espera tener instalados 588 MW en 2014. En marzo de 2006, el Directorio Ejecutivo del Banco Mundial aprobó un

préstamo de 50 millones de dólares para el Perú, además de una donación de 10 millones de dólares del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), para aumentar el acceso a servicios de electricidad, eficientes y sostenibles, en zonas rurales. Cabe señalar también la inauguración, en mayo de 2006, de la nueva unidad geotérmica en Berlín, en El Salvador, con la cual la empresa LaGeo planifica agregar 40MW en esa central.

Particularmente activa, en materia de proyectos, se ha mostrado la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA) que ha desembolsado hasta la fecha más de tres millones de Euros para la realización de 77 proyectos en los siete países de la subregión centroamericana.

La participación del conjunto de las fuentes renovables en la Oferta Total de Energía muestra una tendencia levemente negativa, reduciéndose de 25.7% en 2002 a 24.8% en 2004

La comparación de la composición de la Oferta Total de Energía (OTE), para 26 países de América Latina y el Caribe entre 2002 y 2004, evidencia cambios marginales entre la participación de recursos naturales fósiles y renovables, representando aproximadamente estos últimos un cuarto de la oferta total energética regional.

En relación con los hidrocarburos, cabe resaltar el aumento de la oferta del petróleo y la disminución sensible del gas natural a nivel de la Región en su conjunto. Esta situación nos haría concluir que la región no está en una "ruta energética virtuosa", como sería el caso del incremento de una energía hidrocarburífera más limpia (en términos ambientales) como el gas natural. Sin embargo, esta aparente conclusión tiene que ser analizada con cautela: al observar los datos de la OTE de los países, se descubre que la "lectura regional" es fuertemente influenciada por el relevante incremento de oferta de petróleo en Venezuela (+ 54% relativo, respecto al 2002) y a la sensible reducción de la oferta de gas natural en el mismo país (- 23% relativo, respecto al 2002). En todos los otros países y subregiones (excluyendo por supuesto a la Comunidad Andina) la tendencia es opuesta, pero el peso específico de un país hidrocarburífero como Venezuela, logra alterar la lectura de conjunto de dicha tendencia.

El carbón por su parte aumenta de manera relevante su participación en la OTE, a causa del sensible incremento de la oferta en México, Costa Rica y República Dominicana. Cabe destacar que por primera vez, la energía nuclear supera el 1%, de participación, debido al sustantivo aporte de la central de Angra II en Brasil.

Los avances en energías renovables registrados en numerosos países de la región no se ven reflejados todavía en un cambio importante en la participación de dichas fuentes

La participación de las fuentes renovables en su conjunto muestra una tendencia levemente negativa, reduciéndose de 25.7% en 2002 a 24.8% en el 2004, lo que significa un retroceso relativo del 3.5% respecto al 2002. Esta situación indica que los interesante avances en el rubro de las energías renovables implementados en numerosos países de la región en los años recientes (tanto en materia regulatoria como en la ejecución de proyectos), no se han vistos reflejados todavía en un cambio en la participación de dichas fuentes en el seno de la matriz energética.

La contracción de las energías renovables está ligada principalmente a una reducción sensible en la oferta de hidroelectricidad, particularmente evidente en Brasil, Uruguay, Colombia y México. También se reduce la oferta de geotermia (que vio estancado el crecimiento del último quinquenio, en particular en México) y de leña sostenible residencial. Por otra parte, aumenta la oferta de productos de caña (debido básicamente a la sostenida expansión de la producción de bioetanol en Brasil) y de otras energías renovables, las que aumentan de modo sensible su

participación principalmente gracias a los nuevos emprendimientos eólicos en Brasil, Jamaica y Costa Rica, entre otros.

El único crecimiento apreciable de la participación de las renovables entre 2002 y 2004 se encuentra en Brasil

Este panorama, no demasiado alentador, de la oferta de energías renovables, se confirma al analizar los índices subregionales relativos al desempeño del sector energético en el año 2004. En efecto, el análisis del Índice de Renovabilidad de la Oferta, IRO (relación entre la oferta total del conjunto de fuentes renovables y la oferta total de energía) indica que el único crecimiento apreciable de la participación de las renovables entre 2002 y 2004 se encuentra en Brasil, que comienza a ver los beneficios de sus esfuerzos en términos de políticas de promoción de las energías alternativas (programas Proinfa, Prodeeem, Luz para Todos).

Por el contrario, la subregión Caribe Oriental todavía se encuentra considerablemente por debajo de la línea del 10% (es decir del compromiso gubernamental de la Plataforma de Brasilia); por su lado, México, que en 2002 superaba marginalmente dicho umbral, en 2004 redujo la participación de las renovables por debajo del límite. Ello implica que los países del Caribe Oriental y México deberán realizar un importante esfuerzo si quieren alcanzar la meta de participación de fuentes renovables en la OTE.

Las subregiones que en 2002 se ubicaban dentro de la franja del 20 al 30% (Grandes Antillas y la Comunidad Andina) no han modificado sustancialmente la participación de fuentes renovables, por lo que deberían actuar de forma decidida, tanto en términos de políticas como de promoción de proyectos, si desean mantener el porcentaje actual de participación de fuentes renovables en la OTE por encima del umbral de referencia.

El bioetanol ya es una realidad en varios países de América Latina y el Caribe

Como demuestran las diversas iniciativas y programas nacionales, el bioetanol ya es una realidad en varios países de la región latinoamericana (presentando objetivos diversos y diferentes estructuras productivas y escalas) básicamente utilizando caña de azúcar o mieles como materia prima y, en todos los contextos comentados, con perspectivas de expansión. Por tanto las posibilidades para ampliar el uso de bioetanol en la región pueden ser consideradas como interesantes.

En este sentido, un ejercicio preliminar realizado en el ámbito de este estudio, con miras a una mezcla del 10% de bioetanol en la gasolina, nos indica que el requerimiento de biocombustible para la región podría ser atendido en promedio en un 35% mediante el uso de las melazas existentes o, alternativamente, incrementándose un 22% la actual superficie cultivada con caña, lo que significa cerca de 0,4% de la superficie agrícola en producción. En particular, Cuba, Guatemala, Guyana y Nicaragua presentan elevadas disponibilidades potenciales de producción de bioetanol, a partir de melazas, superiores a las necesidades correspondientes a una mezcla del 10% en la gasolina. En el otro extremo, bajo el esquema considerado, en Haití, Suriname, Uruguay y Venezuela, la dimensión de la agroindustria cañera no alcanza a producir ni el 10% de las necesidades de bioetanol. Desde el punto de vista de las disponibilidades de tierra, la situación puede ser considerada aparentemente sin restricciones, pues a excepción de Barbados, Jamaica, Trinidad y Tobago, Suriname y Venezuela, con menos de 1% de la superficie agrícola de los países, sería posible producir bioetanol suficiente para la mezcla de 10%.

Es importante impulsar programas informativos, que apunten a la difusión de las ventajas y desventajas relacionadas con la producción y uso eficiente del bioetanol

En términos generales, no se puede afirmar que existan barreras relevantes al desarrollo del bioetanol en la Región, a no ser por la todavía reducida información disponible sobre las ventajas, desventajas y bases de sustentabilidad de su producción y uso. Sería relevante, por tanto, impulsar programas informativos, que apunten a la difusión de las ventajas y desventajas ligadas a la producción y uso eficiente del bioetanol, reconociendo la diversidad de visiones, objetivos y alcances de los agentes sociales y económicos, de modo que se avance en la convergencia necesaria para lograr la progresiva transición de los recursos energéticos fósiles hacia los renovables. En todo caso, la decisión de adoptar el bioetanol, para ser efectiva y sostenible, debe resultar de una cuidadosa concertación entre esos intereses, bajo la égida de los objetivos de bienestar predominantes de la sociedad.

Es importante analizar hasta qué punto es replicable, en otros países de la Región, la experiencia de Brasil en bioetanol

Un elemento importante a enfatizar es que —con excepción de Brasil— la producción a gran escala de biocombustibles sólo se ha mostrado factible, con ciertas garantías, en países eminentemente industrializados. La industria del bioetanol de Brasil es madura, con una estructura de costos muy favorable y podría expandirse notablemente en el futuro en respuesta a una demanda creciente. La cuestión clave parece ser, por lo tanto, hasta qué punto es replicable la experiencia del bioetanol en Brasil y, en este sentido, las cuestiones clave son: i) si la industria del bioetanol (y de los biocombustibles en general) puede ser rentable financieramente sin apoyo gubernamental; ii) si se justificaría en su caso dicha ayuda; y iii) qué factores afectan a la viabilidad (financiera y económica) de los programas de producción (o expansión de la producción) del bioetanol.

El avance en iniciativas para la progresiva incorporación de programas de biodiesel en algunos países latinoamericanos, es muy reciente

En un ejercicio preliminar sobre el potencial de los países de la región para producir biodiesel, desarrollado también en el ámbito de este estudio —que compara, país por país, la magnitud de la actividad exportadora de materias primas oleaginosas y la flota consumidora de diesel—, se destacan entre los países con mejores índices de disponibilidad potencial de biodiesel, Argentina, Bolivia, Brasil, Costa Rica, Honduras y Paraguay, exactamente aquellos casos donde el aceite vegetal es exportado de manera relativamente importante.

Sin embargo, mientras la producción y uso del bioetanol combustible presentan un desarrollo casi secular en la región, sólo recientemente se ha avanzado en iniciativas para la progresiva adopción del biodiesel en algunos países latinoamericanos. Este combustible, de origen biológico, puede constituirse en un efectivo sustituto del diesel derivado de petróleo, siempre y cuando logre comprobar fehacientemente su factibilidad real, sobre todo en términos de balance energético y productividad. La experiencia europea con biodiesel se basa en políticas agrícolas difícilmente replicables en la región, con altos niveles de subsidios y sistemas proteccionistas más o menos evidentes.

Una posible línea que genere una mayor penetración del biodiesel, consiste en identificar usos de mayor valor agregado

Analizando la evolución de los precios internacionales de los aceites vegetales y el diesel en los últimos años, resulta claro que, en términos de rentabilidad financiera, los aceites se han situado sistemáticamente por encima del precio del diesel. Por tanto, al proponer la utilización de un aceite como combustible —además de asegurarse que presente costos inferiores a los precios de venta, empleando o no mecanismos de compensación, renuncia fiscal o subsidio— es fundamental conocer si hay un uso alternativo que permita una mayor ganancia, es decir, si hay oportunidad de valorizar más el producto. Por lo tanto, una posible línea de acción para determinar espacios de mejor factibilidad para el biodiesel consiste en identificar usos de mayor valor agregado. En ese sentido, el biodiesel se propone generalmente por sus eventuales ventajas ambientales en la reducción de emisiones, apuntando a la sustitución de diesel importado o para la dinamización del sector agroindustrial, entre otros objetivos

Es recomendable desarrollar y profundizar los análisis que introduzcan diversas variables y alternativas para evaluar la rentabilidad financiera, económica y social de la producción de biocombustibles

El rol del sector público en el sector de los biocombustibles parece tener sentido en diferentes ámbitos: la eliminación de barreras normativas para la inversión en biocombustibles, la sensibilización de los ciudadanos sobre el uso adecuado de los mismos (y la reducción de los niveles tendenciales de consumo) y el análisis de los costos externos que esta producción podría imponer sobre la sociedad en su conjunto. Es recomendable, por tanto, desarrollar análisis económicos que introduzcan diversas variables y alternativas para evaluar la rentabilidad financiera, económica y social de la producción de biocombustibles

En este sentido, el desarrollo sostenible de los biocombustibles (tanto bioetanol como biodiesel) en América Latina y el Caribe, deberá presuponer un importante y articulado esfuerzo analítico y multisectorial por parte de los gobiernos de la región; dicho esfuerzo deberá apuntar a sentar bases sólidas para el diseño de planes nacionales de promoción de dichas fuentes. Un plan nacional para el desarrollo sustentable de los biocombustibles, deberá enfrentar desafíos multidimensionales, tales como: i) la definición de alternativas técnicamente robustas, suficientemente probadas; ii) el análisis cauteloso y la definición jerarquizada de los objetivos; iii) la preparación del proceso de introducción del nuevo combustible; iv) el establecimiento de especificaciones técnicas de los combustibles puros y en mezcla; v) la evaluación de las mejores condiciones logísticas y de almacenamiento; vi) el establecimiento de un marco legal claro y coherente con el mercado de combustibles; vii) la oportunidad de adoptar mecanismos de captura de las externalidades.

América Latina lidera el mercado de carbono con el 49% de proyectos registrados y es el proveedor más importante de proyectos MDL

El mercado de créditos de carbono, se mostró particularmente activo, ya que, en agosto de 2006, 259 proyectos habían sido aceptados y registrados por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para generar créditos de carbono en el marco del Protocolo de Kyoto. A esa fecha, América Latina lidera el mercado de carbono con el 49% de proyectos registrados, seguida por la India con el 31% de los proyectos, China con el 6% y el resto del mundo con el 14%. Desde los primeros momentos de los mecanismos de flexibilidad de Kyoto, América Latina ha sido el proveedor más importante de proyectos MDL. Si se mide la importancia en el mercado MDL por país (con base en el número de proyectos registrados), India es el país más importante, seguido por Brasil, México y China. Sólo Brasil y México representan

el 61% de proyectos registrados en América Latina, lo que corrobora que las economías grandes ofrecen mayores oportunidades de proveer proyectos MDL.

En general, la región tiene una cartera de proyectos dominada por las energías renovables que, si bien no tienen tantas reducciones de emisiones por proyecto, muestran impactos sobre el desarrollo sustentable mucho más significativos que las reducciones de gases de efecto invernadero de alto poder de calentamiento global, generadas en los grandes proyectos de destrucción de HFC-23 (trifluorometano) y N_2O (protóxido nitroso) de China e India.

En la región, el sector más importante en términos de reducciones de emisiones es el de la destrucción de metano de rellenos sanitarios

Considerando todos los proyectos presentados ante las Naciones Unidas registrados y en aplicación, en América Latina y el Caribe el sector más importante —en términos de reducción de emisiones —es el de la destrucción de metano de rellenos sanitarios, el cual representa el 31% de toda la reducción. Observando los proyectos que están presentando solicitudes al registro, se desprende la idea de que el potencial de la región está en proyectos de biomasa (como cogeneración con bagazo o energía basada en otra biomasa como la cáscara de arroz), en la gestión de desechos sólidos animales (como la granjas confinadas con animales en el sector agrario), los proyectos hidroeléctricos y los de residuos sólidos municipales.

En términos generales, en la región los proyectos MDL enfrentan no sólo las barreras comunes a las genéricas de los proyectos de energías renovables, sino que también presentan barreras específicas de la normatividad del MDL, que están enmarcadas principalmente en requisitos de: i) adicionalidad; ii) utilización de una metodología aprobada; iii) disponibilidad de una Carta de Aprobación País a los proyectos MDL; y iv) imposibilidad para recibir Ayuda Oficial al Desarrollo. El requisito de la adicionalidad indica que los proyectos MDL tienen que demostrar por un lado que no son parte de la línea de base (el escenario futuro más probable) y por otro lado que el proyecto requiere del incentivo económico del MDL para poder realizarse.

Si bien el futuro del MDL en América Latina depende de proyectos de energías renovables, las iniciativas de apoyo a su desarrollo podrían complicar la "elegibilidad" de éstos como proyectos MDL

Por tanto, aquellos proyectos que son muy rentables, o que no enfrentan mayores barreras por ser parte de las prácticas comunes, así otros proyectos que son parte de políticas de Estado, es muy difícil que sean aceptados por el MDL. Por tanto existe una paradoja de que si bien el futuro del MDL en América Latina depende de proyectos de energías renovables, las iniciativas de apoyo a su desarrollo complicarían la elegibilidad de éstos como proyectos MDL. De esta forma, las reglas del MDL crearon el incentivo perverso, en algunos casos, de postergar el apoyo gubernamental a las renovables para permitir la elegibilidad de proyectos MDL en algunos sectores.

Varios modelos económicos, basados en costos de mitigación, pronostican una demanda por Reducciones de Emisiones Certificadas (CER) de 200 millones de toneladas/año. Hasta el momento, se tienen identificados proyectos en fase de solicitud y registrados ante la Junta Ejecutiva del MDL de más de 152 millones de toneladas de CO_2 equivalentes (tCO_2e) anuales reducidas. Tomando en consideración que muchos de los proyectos en aplicación no van a ser registrados y que algunos proyectos registrados no se realizarán, todavía hay oportunidad para una gran cantidad de proyectos MDL que, al menos, podrían contribuir con reducciones anuales de más de 50 millones de tCO_2e para suplir la demanda pronosticada por CER.

Éste es un elemento particularmente alentador para la Región, dado que la cartera futura de proyectos MDL estará compuesta por muchos más proyectos ante la menor presencia de los grandes proyectos de reducción de emisiones (HFC-23 y N_2O), lo que debería resultar en un mayor impulso a las energías renovables en este mercado, particularmente en América Latina y el Caribe.

Capítulo I
Avances en energías renovables en América Latina y el Caribe

I.1 Antecedentes

A) Plataforma de Brasilia sobre energías renovables

La reunión regional de seguimiento de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible,[1] organizada por el gobierno de Brasil en Brasilia, los días 29 y 30 de octubre de 2003, reunió a representantes de los Ministerios de Medio Ambiente y de Energía de América Latina y el Caribe.

El propósito de la reunión fue crear una instancia de convergencia de iniciativas y de focalización de la discusión sobre los problemas, así como las oportunidades específicas para los países de la región con el objeto de definir una posición regional común como preparación de la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables de Bonn.

Al finalizar la reunión, los representantes gubernamentales de 21 países de la región aprobaron la Plataforma de Brasilia sobre Energías Renovables, cuyos compromisos principales se presentan en el recuadro 1.

La reunión de Brasilia permitió discutir en forma conjunta y sinérgica las oportunidades y los beneficios que se estarían ofreciendo a la región en el marco de los diferentes escenarios mundiales en relación a las fuentes de energía renovables, frente al escenario de ratificación o no ratificación del Protocolo de Kyoto.

Si bien se trata de un documento sin compromiso específico de naturaleza político-institucional, la Plataforma ha constituido un importante avance para la región, pues representa el primer esfuerzo concreto de coordinación y homogeneización de los diferentes enfoques e intereses de los países en materia de energías renovables sostenibles.

De hecho, la reunión celebrada en Brasilia ha representado una oportunidad importante para concentrar y consolidar la agenda de discusión regional sobre las fuentes de energía renovables y para orientar a ésta hacia iniciativas que abarquen el diseño de una propuesta conjunta regional, con el fin

[1] Como seguimiento de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible (ILACDS).

de consolidar un posicionamiento estratégico de América Latina frente a los diferentes escenarios futuros del desarrollo de las fuentes renovables y del mercado global del carbono.

De acuerdo con el requisito específico contenido en la Plataforma, la CEPAL es la institución regional del Sistema de las Naciones Unidas encargada del seguimiento e implementación de los acuerdos, con el objeto de preparar una conferencia regional de que dé continuidad a la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables celebrada en Bonn, Alemania.

Recuadro 1
COMPROMISOS PRINCIPALES DE LA PLATAFORMA DE BRASILIA SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES

- Impulsar el cumplimiento de la meta de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible (ILACDS) de lograr en el año 2010 que la región, considerada en su conjunto, utilice al menos un 10% de energía renovable del consumo total energético, sobre la base de esfuerzos voluntarios y teniendo en cuenta la diversidad de las situaciones nacionales. Este porcentaje podría ser incrementado por aquellos países o subregiones que, de manera voluntaria, deseen hacerlo;
- Fortalecer la cooperación entre los países de la región y los países desarrollados, para promover el crecimiento económico, la protección del medio ambiente y la equidad social...;
- Fomentar la elaboración de las políticas públicas de largo plazo necesarias para impulsar el desarrollo de fuentes de energía renovables, de acuerdo con los marcos regulatorios imperantes en cada país...;
- Promover, a nivel de cada país, la cooperación con el sector productivo, con el objeto de crear alianzas y profundizar el conocimiento del sector de las energías renovables;
- Fomentar la adopción de marcos regulatorios e institucionales que incorporen instrumentos que internalicen los beneficios sociales y ambientales que producen las energías renovables;
- Facilitar procesos de capacitación de recursos humanos con fines de difusión de tecnología...;
- Llevar a cabo, con el apoyo de la CEPAL y otros organismos internacionales, un intercambio de experiencias sobre marcos regulatorios aplicables al desarrollo de fuentes de energía renovables, con los siguientes objetivos:
  a) desarrollar un cuadro comparativo de los marcos regulatorios vigentes en la región;
  b) elaborar propuestas que permitan profundizar la dimensión de sustentabilidad de los marcos regulatorios vigentes, acorde con la situación de cada país, y promover una mayor eficiencia energética;
- Apoyar decididamente en la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables (Bonn, 2004), la creación de un fondo de cooperación técnica y financiera, que permita reducir los costos actuales y aumente la inversión…;
- Instar a las instituciones financieras a que financien proyectos nacionales, subregionales y regionales.;
- Estimular el desarrollo de proyectos de energías renovables y la creación de mercados de "certificados verdes" de energía y de créditos de carbono y la ejecución de programas de incentivos fiscales.;
- Formular políticas públicas que estimulen el desarrollo de mercados de energías renovables;
- Tener en cuenta las necesidades sociales de los sectores de más bajos ingresos de los países de la región en el proceso de desarrollo de mercados de energía renovable...;
- Solicitar al Secretario Ejecutivo de la CEPAL que elabore un documento sobre el estado de situación de las fuentes de energía renovables en América Latina y el Caribe, para su posterior presentación en la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables, y que apoye a los países de la región en dicha Conferencia y en el proceso de seguimiento e implementación de sus acuerdos, incluida la convocatoria, en el marco de las Naciones Unidas, de una conferencia regional de seguimiento;
- Declarar que esta plataforma de acción constituye una contribución de América Latina y el Caribe a la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables y encomendar a la presidencia que lo presente en dicha Conferencia.

Fuente: Documento CEPAL, Serie LcL 2132 (2004)

B) La Conferencia Mundial sobre Energías Renovables (Bonn 2004)

Entre los días primero al 4 de junio de 2004, la ciudad de Bonn en Alemania fue anfitriona de la Conferencia Internacional de Energías Renovables. Esta conferencia fue anunciada por el Canciller Federal Alemán Gerhard Schröder en septiembre de 2002 con motivo de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible de Johannesburgo, respondiendo al llamamiento de la Cumbre de Johannesburgo de fomentar a nivel mundial el desarrollo de las energías renovables.

Uno de los objetivos centrales de la conferencia apuntó a identificar la mejor estrategia para la promoción y uso de las fuentes de energía renovables, impulsando con determinación la propuesta de la "Coalición de Johannesburgo para Energías Renovables", Johannesburg Renewable Energy Coalition (JREC).

En esa oportunidad participaron más de 1 000 especialistas, entre ellos representantes de delegaciones de gobiernos presididas por ministras y ministros de energía, medio ambiente y desarrollo, así como representantes del Sistema de las Naciones Unidas y otras organizaciones internacionales, organizaciones no gubernamentales, representantes de la sociedad civil y del sector privado.

Es importante destacar que las tres metas propuestas por el gobierno alemán, con antelación a la realización de la conferencia se cumplieron cabalmente mediante los siguientes resultados:

- El consenso de una "Declaración Política" que reconoce la urgente necesidad de adoptar medidas que aceleren el uso de fuentes renovables en la generación de energía, así como la intensificación de esquemas y programas de eficiencia energética.
- La adopción de un "Programa de Acción Internacional", que hasta ahora incluye 165 proyectos de diversos países, regiones, organizaciones y empresas, que busca la adopción de compromisos voluntarios y cuantificables en materia de energías renovables.
  Las "Recomendaciones de Buenas Prácticas" que consisten en medidas y acciones que impulsen el desarrollo de los mercados de las energías renovables.

Con ocasión de la Cumbre de Bonn, la CEPAL, de acuerdo con el requerimiento específico de la Plataforma de Brasilia, preparó y presentó oficialmente el documento "Fuentes Renovables de Energía en América Latina y el Caribe: Situación y Propuestas de Políticas."[2] En este documento se señaló que a fines de 2002 América Latina y el Caribe cumplió con las metas impulsadas en Brasilia, dado que las fuentes renovables de energía aportaban más del 25.7%) de la oferta total de energía. Entre éstas se destacó la hidroenergía con aproximadamente 15%, leña con 5.8% y productos de caña con 4.1%. El resto de las fuentes renovables como: biomasas (0.5%) y geotermia (0.7%) fueron marginales; por otra parte, las fuentes de energía eólica y solar, a pesar de ser utilizadas, no se contabilizan aún para formar parte de la oferta de energía.

El documento evidenció que la meta alcanzada por la región en su conjunto debe analizarse cuidadosamente, por cuanto se observaron marcadas diferencias entre las subregiones y los países de la misma subregión en cuestiones como: i) la dotación de recursos naturales, ii) las estructuras de abastecimiento y consumo de energía, y iii) la institucionalidad vigente para impulsar políticas de promoción y penetración de las fuentes renovables de energía.

[2] Documento CEPAL, Serie LcL 2132., véase sitio en Internet de la CEPAL.

I.2 Avances recientes en el rubro "energías renovables"

El 3 de agosto de 2006, el Presidente de **Argentina** encabezó en la Casa de Gobierno el acto de presentación del "Plan Nacional de Energía Eólica", cuyo objetivo es por una parte potenciar la capacidad energética y por otra fomentar el crecimiento económico del país gracias a la generación de puestos de trabajo.

Dados los avances experimentados en la provincia de Chubut en materia energética, se han podido llevar adelante los estudios necesarios para realizar el "Mapa Eólico de la República Argentina", con dos programas de desarrollo: el Plan Vientos de la Patagonia I, provincia de Chubut y el Plan Vientos de la Patagonia II, en Santa Cruz

Y es justamente Santa Cruz la única provincia donde está vigente un "Régimen Provincial de Promoción de las Energías Renovables", sancionado con fuerza de ley por el Poder Legislativo de la Provincia de Santa Cruz (Ley 2796, agosto de 2005). Esta ley promueve la generación de energía eléctrica y/o térmica a partir del aprovechamiento de los recursos renovables de origen eólico, solar, mareomotriz, hídrico hasta 15 MW, biomasa u otros susceptibles de encuadrarse como fuentes de energía no contaminante. La ley exime por 10 años de todo gravamen impositivo provincial a las actividades de fabricación de equipamiento de dispositivos para el aprovechamiento de energías renovables.

Para la generación de este tipo energía se establece, por cada kilowatt/hora generado, un subsidio 0,01 a 0,03 pesos argentinos, según el porcentaje de integración de equipos y/o dispositivos generadores.

Para este fin, se creó el Fondo Provincial para el Desarrollo Energético. Este fondo se integrará con los recursos provenientes de: a) cobro de multas o reclamos judiciales o extrajudiciales, por mala liquidación de regalías hidrocarburíferas; b) cánones de exploración y explotación de áreas hidrocarburíferas; c) regalías obtenidas por encima del valor fijado en la Ley Nacional de Hidrocarburos; d) dividendos obtenidos por la participación provincial en la empresa nacional Energía Argentina, S.A. (ENARSA), y e) aportes públicos o privados; f) aportes del Presupuesto Provincial.

Finalmente cabe mencionar que la Secretaría de Energía de la Nación, en coordinación con el Consejo Federal de Energía Eléctrica, está nuevamente impulsando un proyecto de Ley - de autoría del Senador Pedro Salvatori de Neuquén - sobre el Regimen de Fomento para el Uso de las Fuentes de Energías Renovables para la Generación de Energía Eléctrica. Este proyecto de ley, que no fue aprobado en dos períodos parlamentarios sucesivos, tiene ahora un ambiente más propicio para su discusión, generándose nuevas condiciones de voluntad política para su representación. El proyecto establece como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes renovables de energía del 8% del consumo de la energía eléctrica nacional. El límite de potencia establecido por esta iniciativa legislativa para los proyectos de centrales hidroeléctricas será considerado hasta 30 MW.

La iniciativa contempla que la Secretaría de Energía de la Nación, en virtud de lo dispuesto en la Ley 24.065 sobre generación, distribución y transporte de electricidad, incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 30 centavos de peso argentino ($) por Megawatt/hora (MWh), destinados a conformar el "Fondo de Energías Renovables" (FER), administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, cuyo objetivo será remunerar 1,5 centavos $/KWh generados por sistemas eólicos, hasta 90 centavos $/KWh generados por sistemas fotovoltaicos solares, 1,5 centavos $/KWh por sistemas energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, `gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, hasta 1,5 centavos $/KWh generados por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta 30 MW.

En relación a la bioenergía, el 12 de mayo del 2006, fue promulgada en la Argentina la Ley N° 26.093, que instituye el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles. La Ley N° 26.093 creó el marco institucional de biocombustibles en la Argentina y estableció que todo combustible caracterizado como gasoil o nafta, comercializado en el territorio nacional, deberá ser mezclado a partir de 2010 con un porcentaje del 5% de biodiesel o bioetanol respectivamente, generando así las bases para el inicio de su producción y promoción a escala comercial.

Establece además un régimen de beneficios promocionales que prioriza los proyectos relacionados con las PyME, los productores agropecuarios y las economías regionales. La introducción de los biocombustibles en la matriz energética argentina constituye una decisión trascendental por sus implicancias ambientales, es decir: reducción de las emisiones de carbono; económicas: agotamiento de combustibles fósiles frente al crecimiento continuo de la demanda y la potencialidad del sector agropecuario para posicionarse como fuente de energía, generando inversión, trabajo y valor agregado a la cadena de comercialización; sociales: la generación de oportunidades para las PyME agropecuarias y para las economías regionales, y estratégicas: promoción de "energías de transición" para fomentar las fuentes energéticas renovables.

En **Brasil,** la Ley 10438/02 de 2002 estableció el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA), que proporciona incentivos para que las centrales termoeléctricas de biomasa, eólicas y pequeñas plantas hidroeléctricas se conecten a la red nacional. Además de estipular una compra acumulativa obligatoria de 3300 MW generados a partir de energías renovables hasta fines de 2006, el PROINFA persigue alcanzar una participación del 10% de fuentes de energías renovables en la producción de electricidad en los próximos 20 años.

Los contratos de compra de electricidad con garantía de quince años suscritos con ELETROBRAS (la empresa federal de electricidad), basan el precio en el costo promedio ponderado de la generación a partir de centrales termoeléctricas de gas natural y plantas hidroeléctricas con capacidad de más de 30 MW. El precio pagado por la energía se distribuirá equitativamente entre los consumidores de energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. Los precios de los proyectos del PROINFA fueron definidos por el Ministerio de Minas y Energía y la Eletrobrás, considerando los aspectos técnicos y las condiciones de mercado de cada una de las fuentes. Se definió un valor económico para la biomasa de 104 reales, para las mini centrales eléctricas de 134 reales y para la eólica valores entre los 220 reales y 230 reales.

En base al programa original, Eletrobrás compraría, a partir de 2006, unos 12,6 millones de MWh por año, lo que garantizaría a los inversionistas una facturación cercana a los 1800 millones de reales y para Brasil la generación de cerca de 150.000 empleos directos.

No obstante, los esfuerzos del Ministerio de Minas y Energía de respetar los tiempos planificados por el PROINFA previstos a comienzos de 2006, las plantas inscrita en el programa tuvieron que esperar debido a problemas de financiamiento de los proyectos. Es importante destacar que la mayoría de los productores pueden ser clasificados como "productores independientes" cuestión que los expone a problemas de garantías en el proceso de aprobación técnico/administrativa (lista de fiscalización de ANEEL) y ambiental.

Con la puesta en marcha de una línea de crédito especial para proyectos del PROINFA por parte del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), fue posible poner en marcha en febrero de 2006 el primer proyecto del programa: la usina de biomasa de Coruripe, Estado de Alagoas, que demandó una inversión de 16 millones de dólares para la instalación de 16 MW de potencia.

Hasta el presente, ELETROBRAS ha firmado contratos de compraventa de energía con 144 proyectos inscritos al PROINFA; de éstos, solamente cinco han comenzado su operación comercial, por un total de 134 MW:

- Planta de Biomasa de Coruripe, Alagoas. 16 MW
- Parque eólico do Osorio I, Rio Grande do Sul. 50 MW
- Parque eólico de Rio do Fogo, Rio Grande do Norte. 50 MW
- Mini-central hidro de Carlos Gonzatto, Rio Grande do Sul. 9 MW
- Central eólica de Agua Doce, Santa Catarina 9 MW

Sin embargo, el gobierno prevé que la generación de energías alternativas en el país se ampliará en 914 MW a fines de 2006 con la entrada en operación de 37 nuevas plantas (17 de combustión de biomasa, 10 eólicas y 10 minihidráulicas). Se espera que todas las plantas inscritas en PROINFA estén en operación a fines de 2007.

Actualmente el gobierno está intentando resolver la divergencia que existe entre los 144 productores PROINFA reunidos en la Asociación Brasilera de Pequeños y Medianos Productores de Energía (APMPE) y Eletrobrás, en relación con la propiedad de los créditos de carbono que se generarían por la puesta en marcha de los proyectos. Basado en el Decreto Nº 5.025, publicado en el año 2004, el dinero proveniente de los créditos de carbono debería ir a la llamada "Cuenta Proinfa" manejada por Eletrobrás, pero la APMPE propone que el 50% de ésta pueda quedar a disposición de los propietarios de los proyectos.

Finalmente, cabe señalar que la misma empresa petrolera del estado, PETROBRAS, ha anunciado que generará 240 MW por medio de proyectos renovables propios, fundamentalmente éolicos, por una inversión que debería alcanzar los 700 millones de dólares en el año 2011.

El compromiso establecido en el Programa del nuevo Gobierno de **Chile** es aumentar en 15% la generación eléctrica a partir de energías renovables antes de 2010. Con el propósito de alcanzar esta meta, fomentando la innovación y la diversificación energética y aprovechando la disponibilidad de recursos naturales, la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile hicieron una llamada conjunta en el año 2005 para participar en la primera "Convocatoria para Proyectos de Energía de Pequeño Tamaño a partir de Fuentes Renovables".

En esta primera versión de la convocatoria se presentaron 75 proyectos de los cuales 46 (70%) fueron aprobados con un monto superior al millón de dólares establecido inicialmente (1.319.210 de dólares). De los proyectos aprobados, 11 corresponden a generación de energía a partir de biomasa (recursos forestales y desechos orgánicos), 12 de energía eólica (viento), 22 de energía hidráulica (agua) y uno de energía geotérmica (cordones volcánicos). De acuerdo a análisis conservadores, calculados sobre la base de 27 de los 46 estudios asignados, se estima que la capacidad instalada de ellos alcanzaría los 140 MW.

En junio de 2006, la CORFO y la CNE lanzaron la segunda convocatoria, que tiene por objeto financiar parte de los estudios o asesorías especializadas en la etapa de preinversión, con un tope máximo de 50.000 dólares por empresa, destinados a iniciar las prospecciones de factibilidad y estudios de ingeniería básica que mejoren la calidad de las iniciativas y reduzcan los factores de incertidumbre vinculados a proyectos de energías renovables. En esta oportunidad pudieron postular empresas de diversos sectores, personas naturales o jurídicas, no necesariamente vinculadas con el negocio de la generación energética, pero sí que desarrollen

proyectos de inversión en generación de energía a partir de fuentes de energías renovables, por montos iguales o superiores a 400.000 dólares.

Desde la perspectiva regulatoria, cabe señalar la moción presentada en julio de 2006 por el Presidente de la Cámara de Diputados de Chile y el titular de la comisión de Minería, en relación a un "Proyecto que modifique la Ley General de Servicios Eléctricos" para incentivar el uso de energías renovables. La moción señala que, considerando que los incentivos establecidos en las leyes eléctricas Corta I y II (i.e. exención del pago de peaje troncal y acceso libre al mercado) benefician a proyectos que no exceden los 20 MW, la CNE considera como "renovables" a los proyectos cuya capacidad instalada es inferior a dicho valor.

Por esta razón, la moción propone modificar la Ley General de Servicios Eléctricos, con la finalidad de hacer económicamente posible la incorporación de todos los medios de generación eléctrica de fuentes no convencionales, estableciendo una licitación aparte para la reserva del 5% entre los generadores de estas fuentes, con competencia de precios entre ellos.

En el año 2002, las Empresas Públicas de Medellín, **Colombia**, llamaron a licitación para construir el primer parque de energía eólica del país en La Guajira (proyecto Jepírachi), cerca de las costas septentrionales del mar Caribe. Se trata de un plan experimental, el primero de varios que desarrollará Colombia, que podría dar lugar al desarrollo económico de la desértica zona de La Guajira.

Jepírachi ("vientos del nordeste" en lengua *wayuu)* es un proyecto experimental, un laboratorio para conocer y aprender sobre una nueva energía limpia y renovable como la eólica, que puede ser alternativa de abastecimiento energético para el país en el futuro, siempre y cuando los resultados del proyecto demuestren su viabilidad y sea acogida por el sector eléctrico colombiano

El llamado internacional para el suministro de aerogeneradores de electricidad y una subestación eléctrica para el parque fue adjudicado a la empresa Nordex Energy, quien ha estado a cargo de la instalación del parque con el acompañamiento de personal técnico de empresas públicas de Medellín para el apoyo logístico y aprendizaje tecnológico.

El Parque —que tiene un costo de 21 millones de dólares para la instalación de 15 aerogeneradores y una potencia total de 20 megavatios— ocupa una zona de 165 hectáreas, de las cuales 160 constituyen área de protección. El parque fue inaugurado por el presidente Uribe el 6 de febrero de 2004 y está actualmente en funcionamiento.

Gracias a su carácter de proyecto de innovación tecnológica, Jepírachi obtuvo exenciones tributarias por cerca de $19.714 millones por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. Y en virtud del convenio suscrito con el Fondo Prototipo del Carbono que administra el Banco Mundial (BM), Empresas Públicas de Medellín ha estado negociando Certificados de Reducción de Emisiones de CO2 por los procesos de generación de energía limpia en el Parque Eólico. Según el Protocolo de Kyoto, por desplazar generación térmica, Jepírachi reducirá cerca de 800.000 toneladas de CO2 (dióxido de carbono) en 15 años, por un valor en créditos de carbono de 2.8 millones de dólares aproximadamente.

A fin de contribuir a la incorporación de fuentes no tradicionales de energía renovable en la generación eléctrica, el Gobierno de **Costa Rica** ha estado desarrollando una serie de acciones en este sentido. En el IV Plan Nacional de Energía (DSE, 2003) se establece como política nacional el mantenimiento del uso de energía renovable para la generación eléctrica y también el mantener esfuerzos para que este servicio público tenga los menores costos de producción posibles considerando criterios de calidad, ambientales y sociales. En este ámbito, el programa de electrificación rural mediante los medios convencionales espera alcanzar al 99% de las familias costarricenses para el 2010. Por tanto, 12 000 hogares quedarán todavía sin electricidad.

Por esta razón el ICE —con el apoyo de Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollos (PNUD) y el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (FMAM)— está llevando a cabo la Fase I del "Programa de electrificación rural con fuentes renovables de energía en áreas no cubiertas por la red" (proyecto COS/02/G31). La iniciativa —cuya Fase I cuenta con un presupuesto total de dos millones de dólares— tiene por objeto global contribuir a la remoción de las barreras que impiden el uso de las fuentes de energía renovable en áreas rurales remotas, que resultan inaccesibles a las extensiones convencionales de la red.

La fase preparatoria de este programa determinó que para 7 273 viviendas (por ejemplo, 329 comunidades rurales) de las 12 000 que quedarían sin electricidad, el aislamiento relativo y la disponibilidad de recursos locales hacen que los sistemas de energía renovable sean la alternativa costo-eficiente. Para las viviendas restantes, cerca de 4 700, se requerirá otro tipo de enfoque para lograr la electrificación y deberán ser consideradas en los planes futuros después del 2010 para la ampliación de la red. El programa aporta además un beneficio para el ambiente mundial, que reside en la mitigación de un estimado de 210 mil toneladas de emisiones de CO2 para un período de análisis de impacto de 10 años. La fase I de este programa resultará en una reducción estimada de 5 700 toneladas de CO2 para un período de análisis de impacto de 10 años.

La Fase II del programa está actualmente en el "*pipeline"* de aprobación del FMAM y prevé una financiación total de más de 19 millones de dólares.

En **Ecuador** el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) aprobó en diciembre de 2005 la Regulación Nº 004/04, en la que se emiten las normas que regularán la operación de las unidades de generación de energía renovable que se instalen en el país, así como los parámetros para la fijación de las tarifas.

Para la regulación y fijación de los precios, el CONELEC cita las siguientes energías renovables no convencionales: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y otras pequeñas centrales hidroeléctricas. Estos precios regirán por 12 años desde la fecha de suscripción del contrato de permiso, y para las unidades que ya lo han hecho, hasta el 31 de diciembre de 2006.

Los precios a aplicarse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, se indican en el en el siguiente Cuadro.

Cuadro 1
PRECIOS ESTABLECIDOS PARA LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS RENOVABLES

Centrales	Precio (cUSD/kwh) Territorio Continental	Precio (cUSD/kwh) Territorio insular de Galápagos
Eólicas	9,31	12,10
Fotovoltaicas	28,37	31,20
Biomasa y biogás	9,04	9,94
Geotérmicas	9,17	10,08
Pequeñas centrales hidroeléctricas hasta 5 MW	5,80	6,38
Pequeñas centrales hidroeléctricas mayores a 5 MW hasta 10 MW	5,00	5,50

Fuente: CONELEC (2005).

Por otra parte, las centrales renovables no convencionales operarán en el mercado eléctrico mayorista con un tratamiento similar a cualquier central convencional, según las normas vigentes a esa fecha. La Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, de Ecuador despachará al Sistema de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica de las centrales que usan recursos renovables no convencionales.

Estas normas rigen para todas las pequeñas centrales hidroeléctricas cuya capacidad nominal instalada de generación no supere los 10 megavatios (MW) y para las de tecnología renovable no convencional cuya capacidad de producción sea de hasta 15 MW. Para Galápagos, la fijación del precio del kilovatio/hora tiene un esquema particular.

A poco más de un año de su entrada en vigor la regulación CONELEC 004/04 comenzó a proporcionar algún resultado en términos de proyectos; en el Cuadro siguiente se muestran los proyectos de energías renovables que actualmente están en proceso de aprobación por parte de la CONELEC.

Cuadro 2
PROYECTOS QUE UTILIZAN FUENTES NO CONVENCIONALES

Empresa	Proyecto	Potencia (MW)			Fuente Energética	Tecnología de genración energética	Provincia	Trámite en el CONELEC
		Autogeneración	Venta de Exedentes al MEM	Total				
Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos	San Carlos (En operación)	7	28	35	Bagazo de Caña	Vapor	Guayas	Contrato de Permiso firmado
Compañía Lucega S.A. Electric	Ecudos (En operación)	6.4	6.6	13	Bagazo de Caña	Vapor	Cañar	Contrato de Permiso firmado
Compañía Ecoelectric S.A.	Valdez (En operación)	5.3	0.7	6	Bagazo de Caña	Vapor	Guayas	Contrato de Permiso firmado
Villonaco Wind Power	Villonaco	0	15	15	Viento	Aerogenerador	Loja	Contrato de Permiso firmado
Electroviento S.A.	Salinas	0	10	10	Viento	Aerogenerador	Imbabura	Contrato de Permiso firmado
Compañía Eólica San Cristobal S.A. (EOLICSA)	San Cristóbal	0	2.4	2.4	Viento	Aerogenerador	Galápagos	Contrato de Permiso firmado
Ingenio Azucarero del Norte Compañía de Economía Mixta (IANCEM)	Tababuela (En operación)	2.2	0.8	3	Bagazo de Caña	Vapor	Imbabura	En trámite Certificado de Permiso
Ingenio Azucarero Valdez S.A.	Planta Industrial (En operación)	3	0	3	Bagazo de Caña	Vapor	Guayas	En trámite Certificado de Permiso

Fuente: CONELEC (2006)

En **El Salvador**, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales conjuntamente con el Ministerio de Economía y la asistencia financiera de la "Alianza en Energía y Ambiente de Centroamérica" (AEA), está desarrollando el Sistema de Fomento de Energías Renovables (SIFER). El mecanismo busca superar las barreras a las energías renovables y facilitar la suscripción de contratos con precios estables por períodos superiores a 10 años. Este mecanismo ofrece a las empresas comercializadoras una garantía de compensación financiera, basada en la diferencia entre los precios del contrato y los del mercado. Además dispone de un Fondo Rotatorio para Energías Renovables (FOGES) que otorga la compensación financiera como crédito blando durante el tiempo del contrato correspondiente al período de pago del préstamo bancario para la inversión. El FOGES se creó con aportes del gobierno y de países donantes. Posteriormente los generadores pagan el crédito otorgado por el Fondo.

Finalmente, el esquema del SIFER prevé el aporte de las garantías parciales para el préstamo (hasta 25 % del préstamo bancario) y posibilita el financiamiento de estudios de factibilidad. En la actualidad, el diseño del instrumento de fomento del SIFER finalizó y se están haciendo las gestiones para la consecución de los recursos financieros para su puesta en marcha.

Además de la iniciativa SIFER, en febrero de 2006 el Ministerio de Economía presentó el anteproyecto de "Ley de Incentivos Fiscales para la Promoción de Energías Renovables", que se sitúa dentro del marco de la nueva política energética. Esta ley de incentivos fiscales todavía se

encuentra en discusión técnica; próximamente se presentará ante la Asamblea Legislativa para su promulgación. Este anteproyecto incluye, entre otros beneficios, la exención del pago de renta de los aranceles por la importación de bienes y facilidades de instalación de plantas de generación de energía al interior del país. El objetivo gubernamental apunta al aumento de 20 MW de recursos renovables por medio de nuevos proyectos privados a partir de energía eólica, solar, biomasa y mini-centrales hidroeléctricas en los próximos cinco años. La oferta de incentivos estaría destinada exclusivamente a nuevas y pequeñas inversiones, por lo que quedarían excluidas en la ley grandes inversiones como las de LaGeo o de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

En El Salvador aún no se han implementado ni el SIFER ni la Ley de Incentivos Fiscales. En le caso de SIFER el financiamiento para la capitalización del fondo está aún en proceso de negociación, mientras que la ley todavía está en discusión con el Ministerio de Hacienda, en consecuencia debería ser aprobada posteriormente por la Asamblea Legislativa.

Por otra parte, cabe señalar la inauguración, en mayo del 2006, de la nueva unidad geotérmica en Berlín, con la cual la empresa LaGeo espera incrementar 40 MW en esa central. LaGeo ha realizado una inversión de 90 millones de dólares de Estados Unidos en el proyecto "Ampliación Berlín". El proyecto consta de tres grandes componentes: la perforación de 10 pozos entre pozos de producción y pozos de reinyección, el diseño conceptual del equipo, la fabricación y montaje de la tercera unidad generadora que está a cargo de la multinacional GE-Nuovo Pignone y el trabajo civil y sistemas de acarreo, que también se encuentran en la fase de construcción y que están siendo desarrollados por ENEL Produzione SpA con apoyo técnico de LaGeo. El proyecto registra actualmente un 75% de avance y se espera que entre en operación en septiembre de 2006.

En **México**, la Cámara de Diputados aprobó en diciembre de 2005 la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE); entre otros instrumentos, prevé la creación de un fideicomiso de 55 millones de dólares al año que permitirá que las energías renovables alcancen, en el año 2012, el 12% de la generación nacional. La Secretaría de Energía de México (SENER) asumirá un papel primordial en la aplicación de esta ley. Asimismo, en su papel de rector de la política y la planeación energética del país, continuará coordinando, integrando, y promoviendo las políticas y programas energéticos para el fomento de estas fuentes alternativas de energía.

Respecto al destino de los fondos del fideicomiso, establece que durante el primer año de operación los recursos federales aportados se utilizarán de la siguiente forma:

- 55% para el "Fondo Verde", que incentive el uso de tecnologías renovables maduras (aplicaciones eléctricas).
- 6% para el "Fondo de Tecnologías Emergentes" (aplicaciones eléctricas).
- 10% para el "Fondo de Electrificación Rural".
- 7% para el "Fondo de Biocombustibles".
- 7% para el "Fondo General de ER" (aplicaciones no eléctricas).
- 15% para el "Fondo de Investigación y Desarrollo Tecnológico de las ER (FIDTER)".

La LAFRE debe aún ser aprobada en el Senado, lo cual ocurrirá una vez que entre en sesiones ordinarias el nuevo congreso en septiembre de 2006. En caso de aprobación de la LAFRE, la SENER tiene la obligación de presentar el programa que establezca objetivos y metas específicas, las estrategias y acciones, e incluye el inventario actualizado de las fuentes renovables de energía, con el objeto de obtener la aprobación presidencial en un plazo de nueve meses a partir de la publicación de la LAFRE.

En relación a los nuevos proyectos, en el año 2005 la Comisión Nacional de electricidad de México (CFE) inició la construcción en la Venta, Oaxaca, de la primera planta eólica de gran escala en México (83 MW) que entrará en operación en octubre de 2006. Adicionalmente, la SENER tiene programada la construcción de otros 505 MW de capacidad eólica (en la modalidad de productor independiente) en la misma región en los próximos años, con lo que se espera tener instalados 588 MW en el año 2014. En la actualidad se han otorgado siete permisos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para proyectos privados de autoabastecimiento con tecnología eólica que aportarán en los próximos años un total de poco más de 950 MW al Sistema Eléctrico Nacional de México.

A fin de promover el desarrollo de proyectos privados de energía en la modalidad de autoabastecimiento mediante energías renovables del tipo intermitente, la CRE aprobó en enero de 2005 las modificaciones al modelo de contrato de interconexión aplicable a este tipo de fuentes, donde se define la "Potencia Autoabastecida" del concesionario como el promedio de las potencias medidas en el punto de interconexión. Se trata de un instrumento de regulación que considera la disponibilidad intermitente del recurso energético primario. Los componentes de estos instrumentos comprenden: energía eólica, solar e hidroelectricidad con almacenamiento o disponibilidad de agua limitada. Estos instrumentos permiten al autoabastecedor inyectar a la red de transmisión del suministrador la energía eléctrica generada, cuando se cuente con el energético primario, para ser distribuida por sus centros de consumo cuando éstos lo requieran.

Hacia fines de 2005 la CRE había autorizado 54 permisos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y exportación, de los cuales 37 ya están en operación. Se espera que en el año 2007 entren en operación los restantes, con lo que se incorporarán a la red más de 1.400 MW de capacidad en energías renovables, y una generación de más de 5.000 GWh/año.

En **Nicaragua** el gobierno ratificó a mediados de 2005 dos importante leyes para la promoción en el sector de energía renovables. La Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables (Ley Nº 532, de abril de 2005) establece que todos los proyectos deberán respetar la política energética nacional y diversificar la oferta energética en el país. Además estipuló un período de 10 años, a partir de la publicación de la ley, con beneficios tributarios a las empresas inversoras.

Entre los incentivos más importantes destaca la exoneración del pago del impuesto sobre la renta por un período de siete años, a partir de la entrada en operación comercial del proyecto. También la exención del impuesto al valor agregado sobre algunos equipos y maquinaria. Asimismo, exonerará a las empresas inversoras del pago de impuestos municipales de algunos bienes inmuebles por un período de 10 años. Según algunos analistas, las exoneraciones que facilita la ley permitirán un ahorro que oscilará entre el 15 y el 20 % en los costos de inversión inicial.

Además esta ley garantiza la retribución de la energía de fuentes renovables entre 5.5 y 6.5 centavos de dólares/kWh. Esta situación, por una parte, facilitará las inversiones, ya que los cálculos de los costos de inversión serán más seguros, pero por otra no es particularmente interesante para algunos inversionistas dada la retribución máxima de 6.5 centavos de dólares/kWh. La electricidad producida por dichas fuentes no podrá ser vendida a otras naciones mientras no se cubra la demanda del país.

Por lo demás, en mayo de 2005 el Parlamento reformó la Ley de Promoción al Subsector Hidroeléctrico, brindando al Ministerio de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC) la potestad de otorgar permisos de aprovechamiento de agua para generar energía hidroeléctrica de más de 1 MW hasta un máximo de 30MW.

En marzo de 2006, el directorio ejecutivo del Banco Mundial aprobó un préstamo de 50 millones de dólares para el **Perú**, además de una donación de 10 millones de dólares del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), para aumentar el acceso a servicios de electricidad eficientes y sostenibles en zonas rurales. El préstamo, de margen fijo, contempla un período de reembolso de 10 años e incluye 11,5 años de gracia.

El proyecto que se elaborará para potenciar estos servicios será implementado por el Ministerio de Energía y Minas del Perú, y apunta a proveer servicios de electricidad a hogares y empresas en zonas rurales que actualmente carecen de acceso a fuentes de energía moderna. Además, pretende incorporar un enfoque integral en relación a la electrificación rural que permita la construcción de un sistema de suministro de servicios eléctricos eficiente y eficaz para las zonas rurales del país.

Específicamente, el proyecto apoyará las siguientes actividades:

- Subsidios focalizados a proveedores de servicios de electricidad públicos y privados que inviertan en subproyectos de electrificación rural con fuentes de electricidad convencionales o renovables. Estos subproyectos proveerán unas 160.000 nuevas conexiones rurales a hogares, empresas, centros de salud, escuelas y centros comunitarios e irán en provecho de unas 800.000 personas.
- Asistencia técnica para apoyar la ejecución del plan de electrificación rural propuesto. Esto incluye subcomponentes para mejorar el entorno regulador, construir capacidades entre los participantes del proyecto, propiciar inversiones del sector privado y promover fuentes de energía renovable.
- Financiar un programa piloto para promover el uso productivo de la electricidad. Este componente ayudará a aumentar la productividad de las empresas rurales al concentrarse en empresas que actualmente usan energía diesel, así como en otras empresas agrícolas y no agrícolas con uso intensivo de energía, pero que podrían beneficiarse de la energía eléctrica.
- Crear un servicio de financiamiento de pequeñas plantas generadoras de hidroelectricidad para proveer fondos durante el período de construcción y operación inicial de pequeñas centrales hidroeléctricas con conexión a la red, que venderían energía a la red interconectada.

En materia reguladora, es interesante señalar la publicación, en julio de 2006, del Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos (Ley Nº 26.848, de 1977). Esta ley fue aprobada y publicada en el mes de julio de 1997 y desde esa época no ha sido implementada, debido a la ausencia de reglamento que permitiera su postulación y operación. Este retraso se debió en parte al impulso que ha tenido en los últimos años el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y del gas natural de Camisea, que por sus características compiten con mayores ventajas que otras opciones energéticas en la generación de electricidad. Se espera que la vigencia del reglamento de la Ley Nº 26.848 pueda finalmente impulsar la exploración y desarrollo de alguna de las 300 áreas termales disponibles en el país, especialmente de aquellas localizadas en la zona geotérmica de ata entalpía de Tutupaca y Challapalca, en el extremo sur del Perú.

En la **República Dominicana** se está propiciando la aprobación y promulgación de la Ley de Incentivos al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energías y de sus Regímenes Especiales, presentado ante el Congreso de República Dominicana en el año 2005.

El proyecto de ley garantiza la exención de 100% de los impuestos a las maquinarias, equipos y accesorios importados por empresas o personas físicas; además contempla la exoneración del impuesto sobre la renta por 10 años a las empresas, permite traspasar el 50% de

la inversión en autoconsumo con energías renovables al impuesto sobre la renta y garantiza prioridad de despacho y cuotas de mercado a las energías renovables.

Dicho proyecto constituye el marco normativo y regulatorio básico que se ha de aplicar en todo el territorio nacional para incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier tipo de energía renovable.

La Ley de Incentivos, consensuada entre los diferentes sectores de la vida nacional: Congreso de la República, sector productivo, gobierno y otros sectores interesados, fue sometida al Congreso de la República por el mismo presidente Sr. Leonel Fernández en agosto de 2005, sin que a la fecha haya sido aprobada. Analistas nacionales estiman que existe la posibilidad de que la ley sea aprobada antes de fines de 2006.

Es importante señalar que ya en los años 2000 y 2001 se promulgaron las leyes 112-00, de hidrocarburos y la 125-01, de electricidad, mediante las cuales se crearon algunos incentivos para el desarrollo de las fuentes renovables de energía, los que sin embargo fueron insuficientes para impulsar el sector.

En **Uruguay,** el Poder Ejecutivo envió en julio de 2006 a la Asamblea General del Uruguay el proyecto de ley que tiene por objeto el fomento y la regulación de la producción; la comercialización y la utilización de agro combustibles correspondientes a las siguientes categorías:

- Alcohol etílico (anhidro e hidratado).
- Biodiesel (eter monoalquilico de ácidos grasos).

En la propuesta de ley se encomienda a la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) incorporar alcohol carburante producido en el país en una proporción de hasta un 5% sobre el volumen total de la mezcla entre dicho producto y las gasolinas de uso automotriz que se comercialicen internamente hasta el 31de diciembre de 2014.

Asimismo, se encomienda a ANCAP incorporar biodiesel producido en el país en una proporción de hasta un 2% sobre el volumen total de la mezcla entre dicho producto y el gasoil de uso automotriz que se comercialicen internamente hasta el 31de diciembre de 2011. Ese mínimo obligatorio se elevará a 5% a partir de enero de 2011.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay autorizará la producción de biodiesel a plantas con una capacidad máxima de producción de 4.000 litros/día. Las empresas productoras de biodiesel y alcohol podrán acceder a los siguientes beneficios:

- Exoneración del impuesto al patrimonio de los bienes de activo fijo.
- Exoneración del 100% del impuesto a la renta por los primeros cinco años.
- Exoneración del 50% del impuesto a la renta después de los primeros cinco años.

ANCAP realizará las mezclas para obtener los carburantes compuestos (biodiesel+ gasoil, gasolina+alcohol). Sobre la base de las recientes declaraciones de algunos representantes gubernamentales, existe una alta probabilidad de que el proyecto ley pueda ser aprobado durante la segunda mitad de 2006.

En relación a los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, en el año 2005 se hizo un llamado para la incorporación de generación distribuida, que fue adjudicado a un proyecto de generación eólica por 4,05 MW. Sin embargo, aún no se ha firmado el respectivo contrato; en consecuencia, hasta mediados de 2006, no se adjudicarán 46 MW.

En marzo de 2006, el Presidente de la República emitió el decreto 77/006 el que autoriza a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Uruguay (UTE) a celebrar contratos especiales de compraventa de energía con proveedores nacionales que produzcan energía a partir de la fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidroeléctricas. La potencia total instalada no superará los 60 MW, planteándose inicialmente una meta de asignación de 20 MW por cada tipo de fuente.

La incorporación de potencia "renovable" a la red se realizará a través de un procedimiento competitivo; para la adjudicación se tendrán en cuenta los precios ofertados por unidad de energía entregada así como los plazos y otros parámetros técnicos. UTE pagará el precio correspondiente por la energía, estableciéndose en un acuerdo operativo las formas y medidas de entrega. El plazo de la contratación será de hasta 20 años computados a partir de la entrada en servicio de la central. La apertura de las ofertas relativas al proceso competitivo establecido por el decreto 77/006 está prevista para septiembre de 2006.

En relación a los avances de tipo multilateral o subregional en materia de energías renovables, cabe subrayar el importante esfuerzo realizado en los últimos dos años por los **Ministros de Energía y Ambiente de América Central**. En el marco de la I Reunión de Ministros de Ambiente y Energía de Centroamérica, celebrada en Honduras en febrero de 2005, los representantes gubernamentales suscribieron la denominada "Declaración de San Pedro Sula" en el tema de Energía y Ambiente, en la cual expresaron la voluntad política para definir el rol del sector energético como instrumento indispensable en la reducción de la pobreza en la región. Asimismo, acordaron definir una visión integrada en los principios comunes de la Alianza Centroamericana para el Desarrollo Sostenible (ALIDES) para apoyar políticamente el fomento del uso de las energías renovables en la región centroamericana.

La Declaración instruye a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Centroamericana Ambiente y Desarrollo (CCAD), organismo del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) para que, junto a organismos internacionales de cooperación, como: la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), participen y apoyen las iniciativas del sector energético tendientes a promover las energías renovables en la región. También acordó solicitarle al CCAD la elaboración de una propuesta para un plan regional con el objeto de cumplir con el mandato de Johannesburgo.

Un año después, con ocasión de la II Reunión de Ministros de Ambiente y Energía reunidos en San Salvador en febrero de 2006, los representantes gubernamentales acordaron suscribir la "Declaración de San Salvador", que contiene instrucciones relacionadas con incentivos para la promoción de la energía sostenible en Centroamérica, entre las cuales destacan:

- Impulsar la intersectorialidad entre los entes responsables de la política energética y de la política ambiental para la realización de una política energética regional.
- Apoyar la elaboración de una política energética regional.
- Impulsar los esfuerzos de una Estrategia de Política Regional de Eficiencia Energética que contribuya a reducir el gasto de divisas e incremente la competitividad de los diferentes sectores.
- Apoyar las iniciativas para la búsqueda de financiamiento con vistas a la aplicación de las acciones recomendadas en la Estrategia de Política Regional de Eficiencia Energética.

Los Ministros encargaron a la CCAD dar seguimiento a los acuerdos anteriores.

La **Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica** (AEA) es una iniciativa de la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas de Johannesburgo 2002,

propuesta por el Ministerio para Asuntos Exteriores de Finlandia, la CCAD y la Secretaría General del SICA. El objetivo de la AEA es lograr que las energías renovables tengan una mayor participación en la satisfacción de las necesidades energéticas del istmo, contribuyendo así a su desarrollo sostenible, a la reducción del incremento y a la mitigación de los efectos adversos del cambio climático mundial.

La Alianza apoya a los desarrolladores de proyectos (Instituciones de gobierno, empresa privada, comunidades y ONG) con fondos no reembolsables, para estudios de factibilidad o desarrollo de proyectos piloto, por montos entre los 20 000 y 50 000 euros. Hasta la fecha, el programa ha desembolsado más de tres millones de euros para la realización de 77 proyectos en los siete países de la subregión (tres proyectos en Belice, cuatro en Costa Rica, 12 en El Salvador, 12 en Guatemala, 11 en Honduras, siete en Nicaragua, 12 en Panamá más 16 proyectos de tipo regional).

Capítulo II
Situación y tendencia de la participación de las fuentes de energía renovables en la región

En el Anexo I se presentan los conceptos de base y la metodología aplicada para el cálculo de la Oferta Total de Energía (OTE) y las "fracciones de renovabilidad" analizadas en el presente capítulo, siguiendo el mismo esquema de trabajo utilizado en el documento sobre energías renovables presentado por la CEPAL en la Conferencia de Bonn.

II.1 Análisis comparado 2002 – 2004 de la oferta total de energía en América Latina y el Caribe

Basado en el esquema y conceptos presentados en el Anexo I, se ha actualizado la información de 26 países de América Latina y el Caribe para el año 2004,[3] con el objeto de compararlos con los datos de 2002, presentados en la publicación arriba mencionada.

La información se ha analizado, en forma individual y subregional, para cada país. El agrupamiento de los países en las subregiones que presenta este documento obedece estrictamente a disponibilidad de información establecida en el Sistema de Información Económica Energética, SIEE, de OLADE, así como a la pertenencia de los espacios geoeconómicos comunes. En consecuencia se han definido las siguientes subregiones:

- **América Central:** Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.
- **Caribe 1** (o Caribe Oriental): Barbados, Granada, Guyana, Jamaica, Trinidad y Tobago, y Suriname.

[3] Se ha optado por trabajar con información estadística del sistema del Sistema de Información Económica y Energética (SIEE) de OLADE de 2004 y no tomar en consideración todavía la de 2005, por existir cierta variabilidad con los datos de los balances nacionales de 2005 en algunos países, véase sitio en Internet: http://www.olade.org.ec/php/index.php?arb=ARB0000168

- **Caribe 2** (o Grande Antillas): Cuba, Haití y República Dominicana.
- **Comunidad Andina**: Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.
- **Mercosur ampliado**: Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay + Chile

Adicionalmente, México y Brasil, por la dimensión y las especificidades de sus sistemas energéticos, se analizarán, en algunos casos, de forma individual.

Asimismo, para el caso de la subregión del Caribe, se deben tener en cuenta dos aspectos: i) todos los países analizados aportan información al SIEE de la OLADE, lo cual garantiza la homogeneidad en el tratamiento y las posibilidad de comparación de la información; y ii) se ha desagregado en dos unidades de análisis (Caribe 1 y 2), dadas las diferencias existentes en la dotación de recursos naturales y en el ámbito socioeconómico.

El análisis de la participación de las fuentes renovables por subregión tiene por objeto mostrar el potencial que cada grupo de países presenta, a fin de constituir una base sobre la cual se pueda proponer un aumento de la participación de las fuentes renovables en las matrices energéticas nacionales y de la región.

De esta forma, a los esfuerzos de cada país para alcanzar resultados tendientes a una mayor utilización de fuentes de energía renovables, se pueden sumar también los resultados subregionales obtenidos a través de la implementación de algunas iniciativas como: el intercambio tecnológico; la cooperación para la asistencia a comunidades aisladas; el agrupamiento de matrices energéticas para alcanzar las metas mínimas; y el desarrollo de métodos de contabilización y de mecanismos de intercambio de certificados de energías renovables, entre otras.

A continuación se presenta, por cada subregión, un análisis del estudio sobre el papel de las fuentes renovables en la oferta total de energía, comparando los resultados de 2002 con los del 2004.

A) América Latina y el Caribe

A la luz de los antecedentes entre los años 2002 y 2004 la composición de la oferta total de energía de América Latina y el Caribe no presenta cambios significativos entre los recursos naturales fósiles y renovables. Estos últimos representan aproximadamente el 25% de la oferta total energética regional (véase gráfico 1).

En relación con los hidrocarburos, cabe resaltar la tendencia del gas natural, que si bien en el año 2002 llegó a representar el 28.3% de la OTE en la región, dos años más tarde presentó una disminución relativa del 13 % debida, entre otros factores, al crecimiento de la oferta de petróleo (+ 4% relativo, respecto al año 2002). Esta situación nos haría concluir que la región no está en una "ruta energética virtuosa", como sería el caso del incremento de una energía de hidrocarburos más limpia (en términos ambientales) como el gas natural.

Sin embargo, esta aparente conclusión tiene que ser analizada con cautela: al observar los datos de la OTE de los países, se descubre que la "lectura regional" está fuertemente influenciada por el relevante incremento de oferta de petróleo en Venezuela (+ 54%, respecto al 2002) y a la sensible reducción de la oferta de gas natural en el mismo país (- 23% relativo, respecto al 2002). En el resto de los países y subregiones (excluyendo por supuesto a la Comunidad Andina) la tendencia es a la inversa, pero el peso específico de un país "hidrocarburífero" como Venezuela, logra alterar la lectura de conjunto de dicha tendencia.

El carbón por su parte aumenta (+ 84% relativo, respecto al año 2002) a causa del sensible incremento de la oferta en México, Costa Rica y Republica Dominicana. Por su lado, y

por primera vez, la energía nuclear supera el 1%, de participación, debido al sustantivo aporte de la central de Angra II en Brasil.

La participación de las fuentes renovables muestra una tendencia levemente negativa, reduciéndose del 25.7 % en 2002 al 24.8% en el 2004, lo que significa un retroceso relativo del 3.5% respecto al 2002. Esta situación nos informa que los interesante avances en el rubro de las energías renovables implementados en numerosos países de la región en años recientes (tanto en materia regulatoria como proyectual, véase capitulo anterior), no se han vistos reflejados todavía en el terreno, es decir en la participación de dichas fuentes de la matriz energética.

La contracción de las energías renovables está ligada principalmente a una reducción sensible en la oferta de hidroelectricidad (- 23% relativo, respecto del 2002), particularmente evidente en Brasil, Uruguay, Colombia y México. También se reduce la oferta de geotermia (que estanca el crecimiento del último quinquenio, en particular en México) y de leña sostenible residencial. Por otra parte, aumenta la oferta de productos de caña (+ 21% relativo respecto del 2002, debido básicamente a la sostenida expansión de la producción de bioetanol en Brasil) y de otras energías renovables, que aumentan gracias principalmente a los nuevos emprendimientos eólicos en Brasil, Jamaica y Costa Rica, entre otros.

Cabe mencionar que en el cálculo de las fuentes de energía renovables no se consigna información resultante del uso de tecnologías modernas como por ejemplo: la utilización de la energía solar en el secado agrícola o en sistemas fotovoltaicos aislados. Ello obedece a que en los balances energéticos convencionales, aún no se consideran como potenciales significativos e interesantes.

Gráfico 1

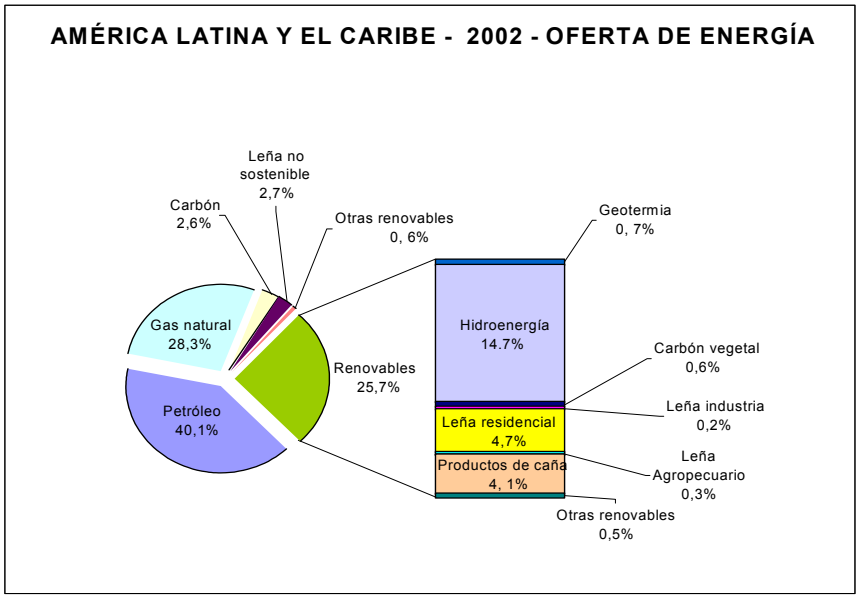
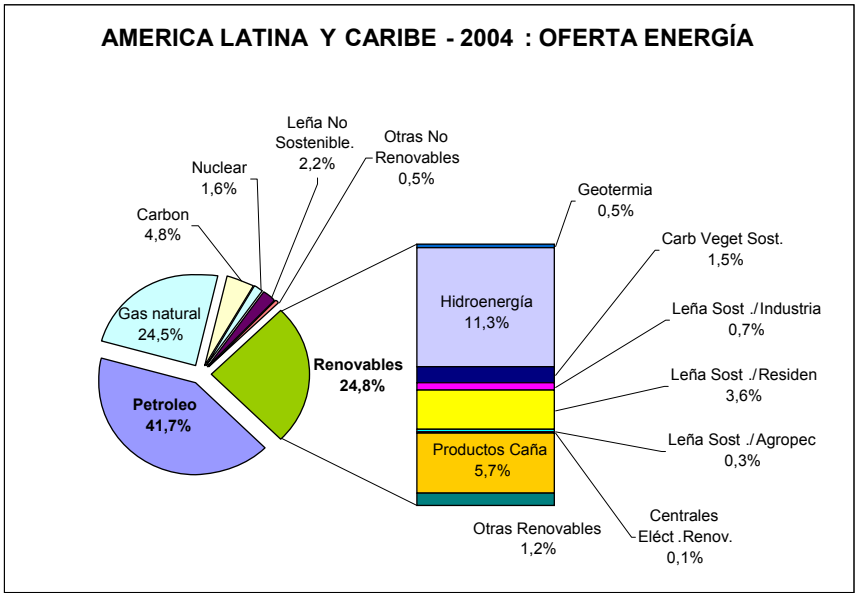


Gráfico 1 (conclusión)



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

B) América Central

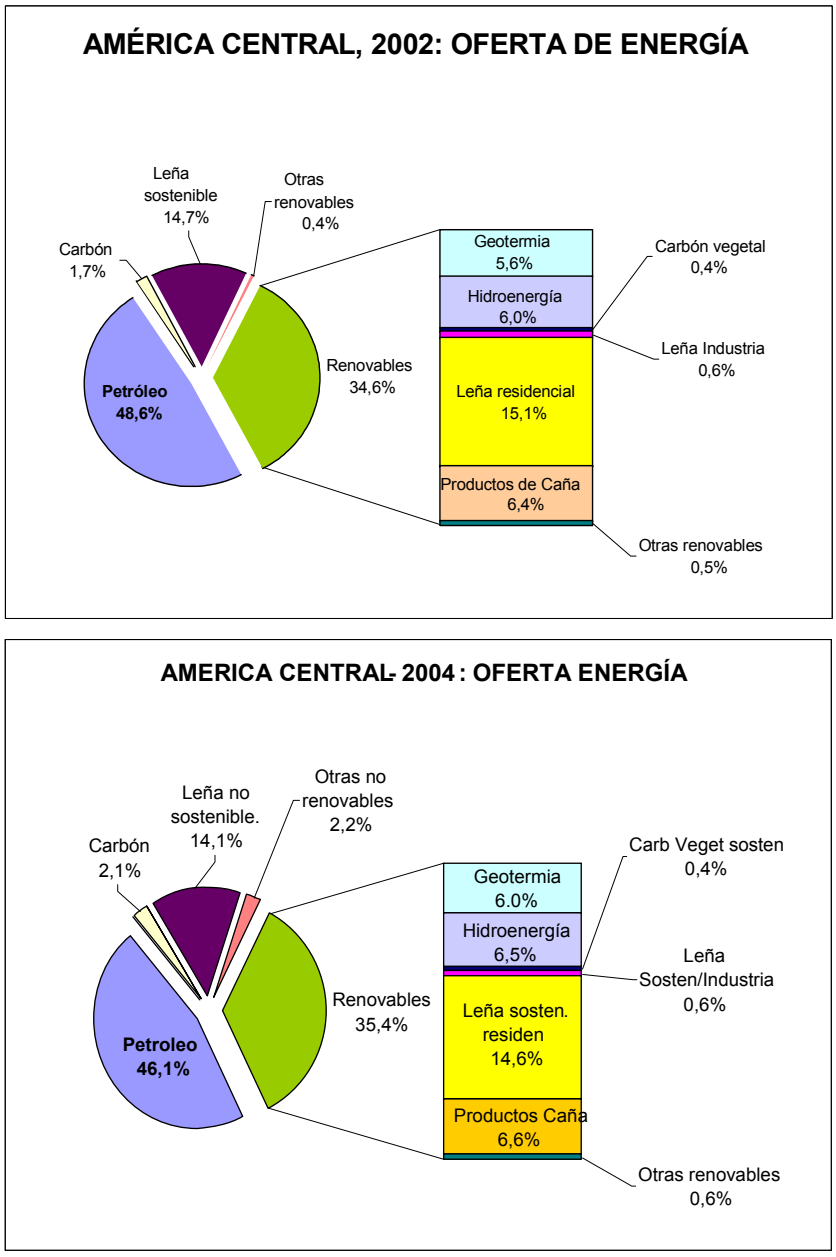
La participación del petróleo en la OTE de América Central sigue cercana al 50% aunque con una leve baja del 2.5% relativo respecto al año 2002, lo que confirma la relevancia de la dependencia del consumo total de hidrocarburos importados. Ello adquiere especial importancia cuando se trata de países importadores netos de hidrocarburos (véase gráfico 2).

Desde el punto de vista de la preocupación ambiental, es importante señalar el aumento de la oferta de carbón (particularmente en Costa Rica), que se incrementa en un 23% relativo en relación al año 2002 (de 1,7 % a 2,4%).

En la subregión centroamericana, el aporte de las fuentes renovables a la oferta total de energía sigue muy relevante, con un incremento, aunque leve, con respecto al 2002. En este ámbito, la hidroeléctrica acrecienta su aporte (particularmente en Guatemala y Costa Rica) así como la geotérmica (principalmente debido a la entrada en operación de nuevas unidades en El Salvador y una mayor productividad de los campos de Costa Rica).

La porción de biomasa no sostenible se reduce levemente (de 14,7 % en el 2002 al 14,1% en el 2004), lo que confirma; sin embargo, serias preocupaciones sobre la eficiencia y sostenibilidad del uso de la leña en los países de la región. Ello debería fomentar el desarrollo de proyectos y líneas de investigación sobre el tema, los que podrían ser propuestos en diversas esferas de la cooperación internacional.

Gráfico 2



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

C) México

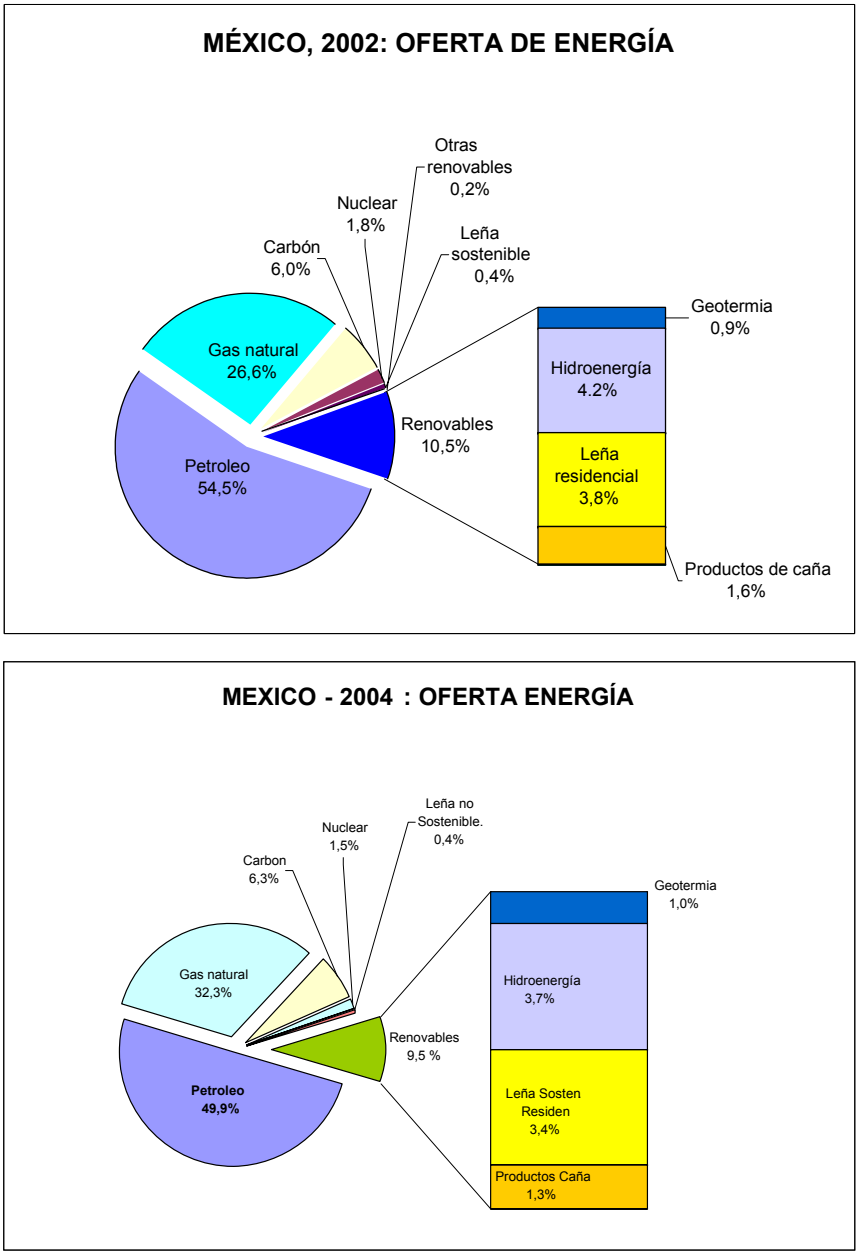
En México, los hidrocarburos siguen desempeñando un papel preponderante en la oferta de energía del país, superando el 80% de la OTE. Sin embargo, su composición de los hidrocarburos presenta variaciones positivas en términos ambientales, entre los años 2002 y 2004, ya que el gas natural aumentó su participación en un 21 % relativo, a costas de una reducción de oferta petrolera que correspondió a -8% relativo (véase gráfico 3).

Dada esta estabilidad en la oferta porcentual total de los hidrocarburos, el resultado es que el aporte de la totalidad de fuentes renovables a la OTE continua siendo muy reducido, con un 9.5%, por debajo del umbral del 10% propuesto por la Plataforma de Brasilia.

Entre las fuentes de energía renovables, resultan significativas las ofertas de hidroenergía y de leña residencial sostenible, aunque ambas bajan su aporte respectivamente del 12% y 10% relativos con respecto al 2002. La geotermia y la biomasa renovable no leñosa (productos de caña) siguen presentando porcentajes poco apreciables, del 1.0 % y 1.3% respectivamente.

Dado que los esfuerzos y programas para utilizar energías renovables, como fotovoltaica y eólica son muy recientes, es prácticamente inexistente el aporte de éstas a la generación de energía.

Grafico 3



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

D) Caribe 1

En los países que componen esta subregión, la dependencia de los hidrocarburos (94,4 %) sigue siendo una de las más importantes de América Latina y el Caribe.

Dada la dotación de recursos naturales y el poco tiempo transcurrido para la implementación de proyectos sobre fuentes de energía renovables a escala comercial, la contribución de las fuentes renovables en la OTE continua siendo extremadamente reducida (un 4,8%, sin cambios importantes con relación al año 2002. En definitiva es la más baja de toda la región y muy inferior al umbral del 10% propuesto en la Plataforma de Brasilia. En la oferta de renovables, siguen dominando los productos de caña con un 2,2 % y la leña residencial 1,4%, (véase gráfico 4).

La subregión es netamente importadora de hidrocarburos, salvo por Trinidad y Tobago que es un país exportador de gas natural, y Barbados que cubre parcialmente sus propias necesidades de petróleo y gas. Asimismo, la generación de energía eléctrica está altamente concentrada en centrales térmicas, lo que implica una considerable presión sobre los combustibles importados, como diesel y fuel oil.

Dada la situación, se recomienda prestar mayor atención a la promoción de políticas públicas que promuevan una mayor sostenibilidad del sistema energético.

Gráfico 4

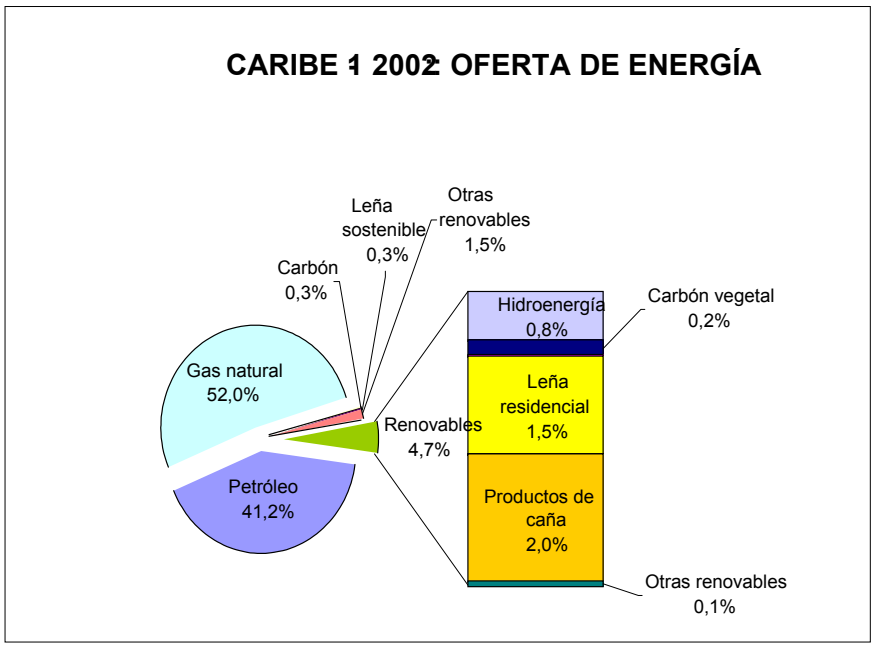
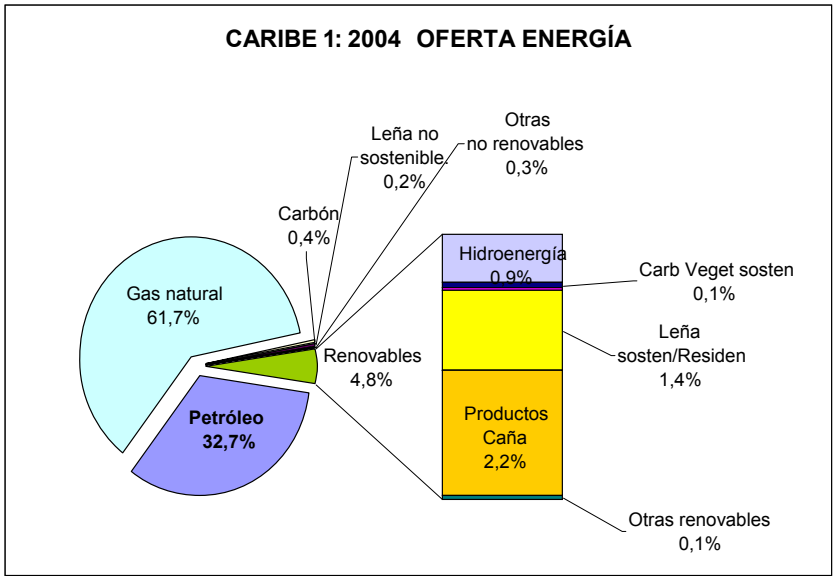


Gráfico 4 (continuación)



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

E) Caribe 2

Si bien pertenecen a un área con características socioeconómicas homogéneas, los países de la subregión Caribe 2: Cuba, Haití y República Dominicana, presentan trayectorias y situaciones distintas desde el punto de vista energético.

Haití es un país que ha venido presentando una dramática escasez de recursos energéticos naturales, a lo que es innecesario sumar el hecho que el sector energético no ha podido atraer nuevas inversiones que mejoren el panorama. Ello ha obligado a quienes están encargados de la toma de decisiones a adoptar una política orientada hacia el manejo de la demanda. Además, el alto nivel de deterioro del medio ambiente dificulta cualquier esfuerzo de mejoramiento de la calidad de vida. Si bien las causas de este deterioro son múltiples, el factor predominante sigue siendo la deforestación, que afecta a la agricultura y la producción de hidroenergía.

La República Dominicana, por su parte, por el proceso de reforma y capitalización de las empresas estatales, ha logrado orientar un alto porcentaje de la inversión extranjera directa hacia algunos sectores no tradicionales de la economía, entre los que destacan precisamente la generación y distribución de energía eléctrica.

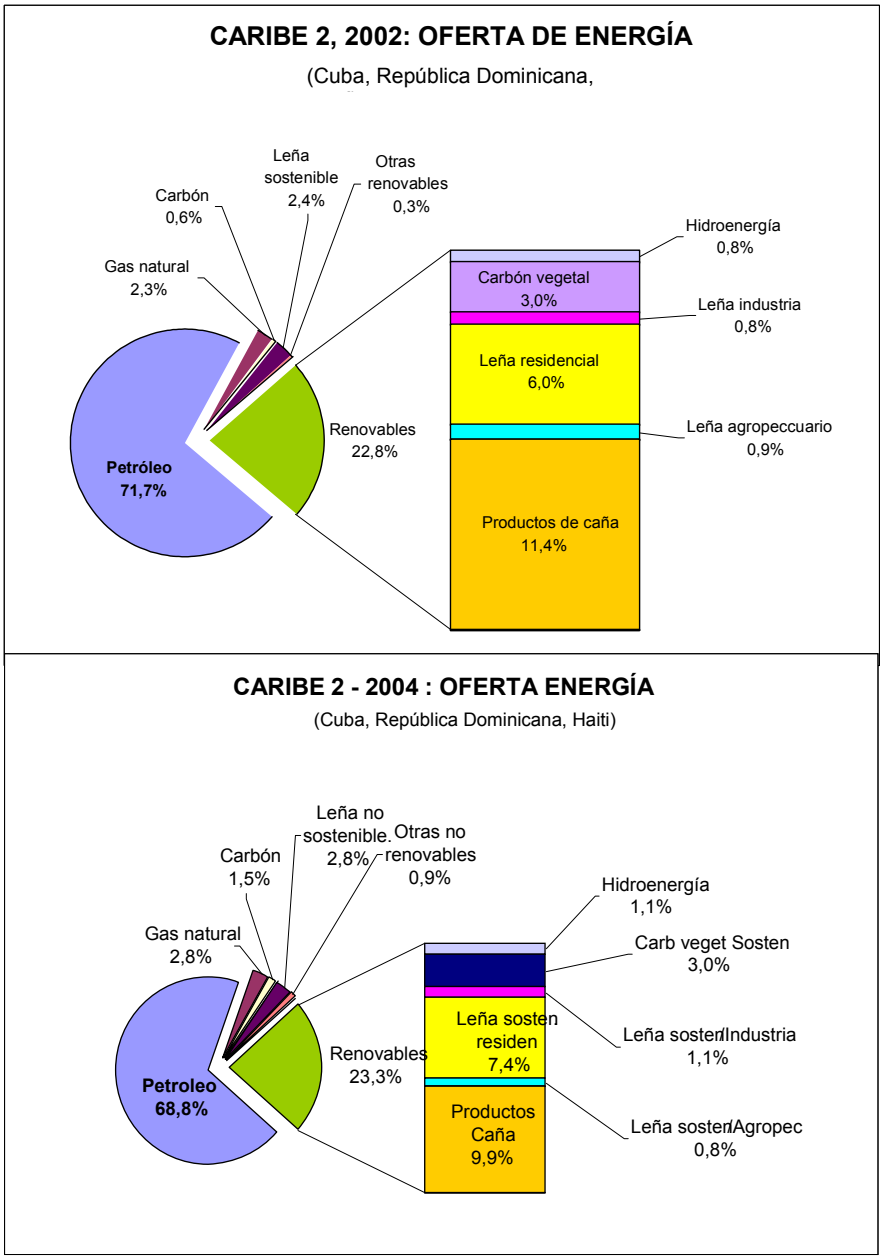
En Cuba, donde ha continuado aumentando el acceso a las fuentes comerciales de energía, ya que el 95% de la población cuenta con servicio eléctrico, se logró reducir en forma sustantiva el coeficiente de abastecimiento energético importado, debido al desarrollo de fuentes nacionales, que incluyes energías renovables, y al aumento de la eficiencia energética.

Comparando el comportamiento interno de la subregión Caribe 2, entre los años 2002 y 2004, se confirma una alta dependencia del petróleo, aún cuando ha disminuido su oferta en - 3% relativo en relación al año 2002, debido principalmente la contracción de la oferta de esta fuente en la República Dominicana. El gas natural sigue arrojando índices marginales mientras hay un aumento proporcionalmente significativo del carbón con + 130% relativo respecto del 2002 (véase gráfico 5), hecho relacionado esencialmente a la entrada en operación de nuevas unidades a carbón en Republica Dominicana.

A su vez, el aporte de las fuentes renovables es significativo, con 23,3% de la OTE un poco mayor al presentado en el años 2002, (véase gráfico 5). Este crecimiento se debe principalmente a una mayor disponibilidad de hidroenergía (particularmente en República Dominicana) y de leña sostenible tanto para la industria como para el sector residencial.

Al igual que en otras subregiones, el aporte de nuevas tecnologías para la generación de energías renovables, como fotovoltaica y eólica, es muy baja; sin embargo países como Cuba y República Dominicana están realizando importantes esfuerzos en este ámbito y puede que en el mediano plazo se materialicen importantes resultados.

Gráfico 5



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

F) Comunidad Andina

Los recursos energéticos renovables en la región andina pueden considerarse abundantes aún cuando no sean totalmente conocidos ni hayan sido evaluados en profundidad.

La oferta de combustibles fósiles sigue representando una alta participación con: 70,9 % de la OTE, muy similar al año 2002. Sin embargo, cabe señalar que la oferta de petróleo se ha incrementado en un 19 % relativo con respecto al año 2002 (esto, debido principalmente al fuerte incremento en Venezuela), contra una reducción también significativa del gas natural y carbón, (véase gráfico 6).

Esta situación parecería evidenciar un cambio en la configuración energética en relación al año 2002, ya que en aquel año la fuente de energía más utilizada era el gas natural, seguida del petróleo y la hidroelectricidad. Sin embargo es necesario aclarar que dicha lectura es alterada la baja relevante en la oferta de gas en Venezuela (-23% relativo respecto del 2002), tan relevante que el incremento de la oferta de gas en Colombia, Perú y Bolivia no es suficiente para contrabalancearla.

A su vez, la oferta de fuentes de energía renovables representa el 26.4 % de la OTE, es decir 1.5% menos que en el año 2002. Entre estas fuentes, destaca, como era esperable, la hidroenergía que aumenta su aporte en un 1%, dentro de la porción renovable total; este incremento es esencialmente ligado al aumento de la oferta de hidroelectricidad en Colombia. La reducción de porción renovable en la OTE se debe principalmente a una baja en la participación de productos de caña (- 30 % relativo, respecto de 2002) y de la leña residencial (-35% relativo en relación al mismo año).

Gráfico 6

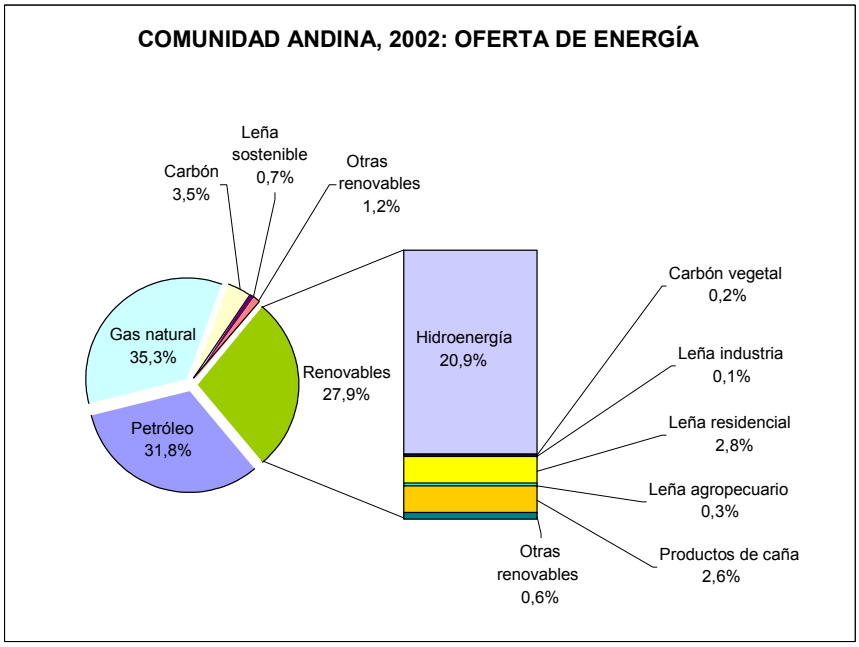
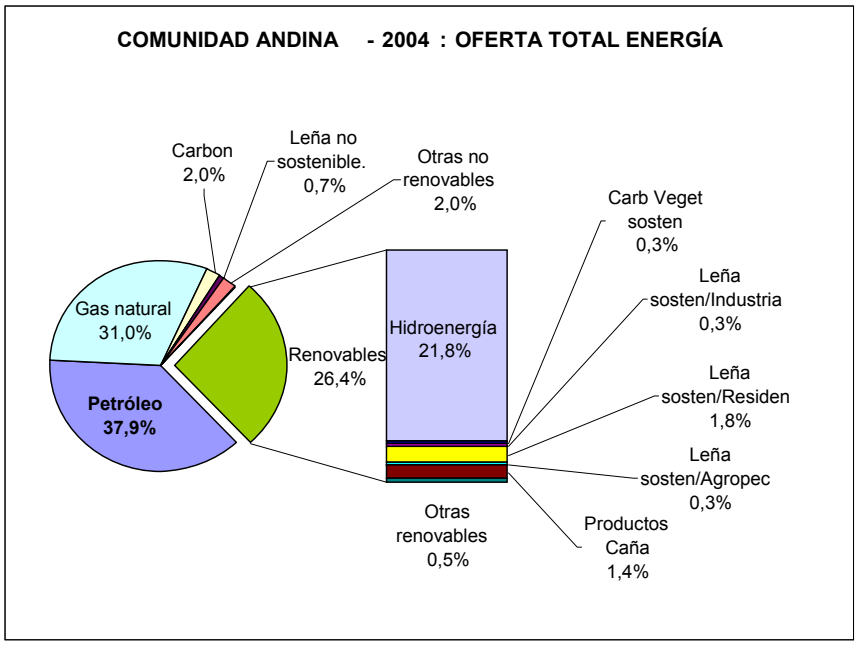


Gráfico 6 (continuación)



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

G) MERCOSUR ampliado

Si bien los países del MERCOSUR pertenecen a un área con similares características socioeconómicas, presentan trayectorias y situaciones diferentes desde el punto de vista energético.

El análisis conjunto de la OTE de este grupo de países puede ser bastante parecido al de la Comunidad Andina: i) se observa una fuerte dependencia de los combustibles fósiles (62.6%); ii) las energías renovables representan aproximadamente un tercio (32.1%); y iii) el aporte de la hidroenergía generada en grandes centrales es significativo, véase gráfico 7).

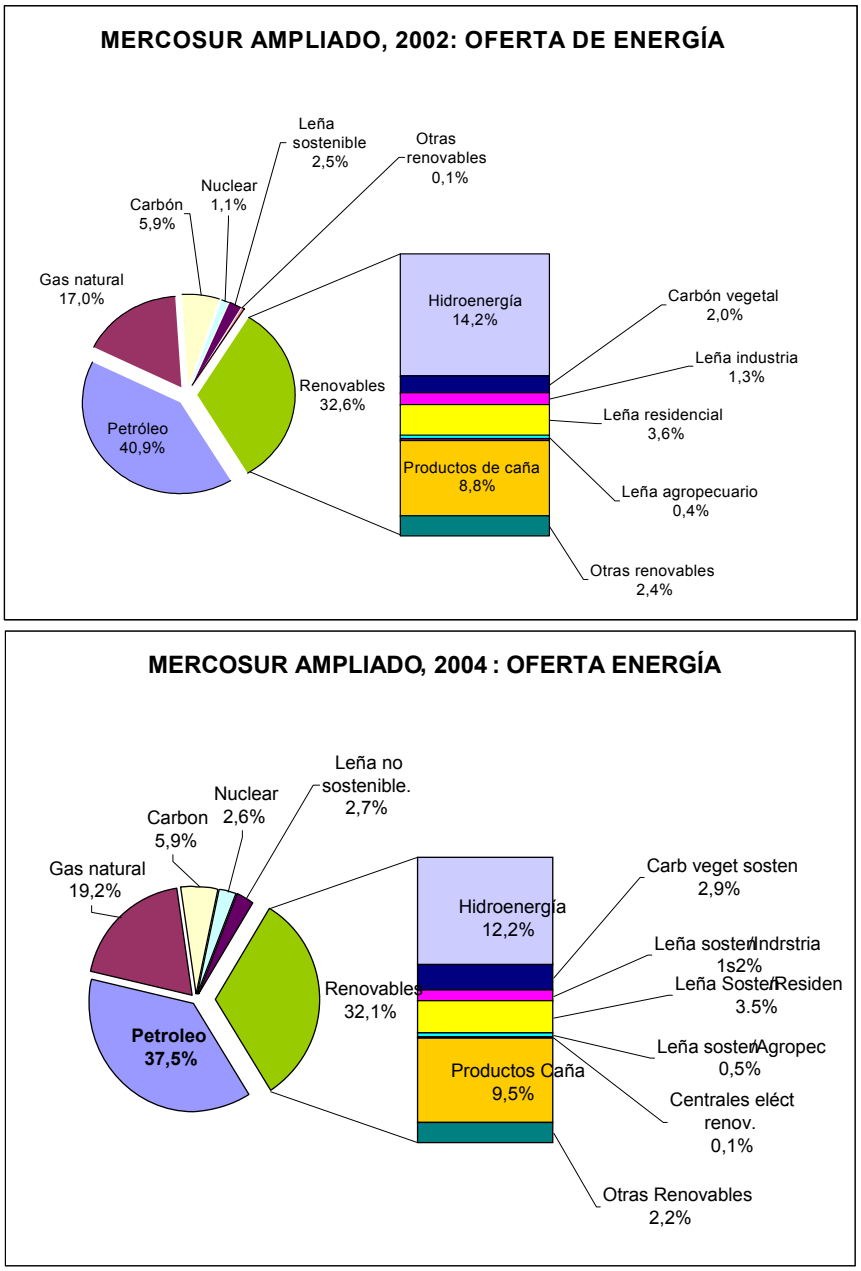
Otra semejanza con la Comunidad Andina, es que las tecnologías renovables modernas especialmente geotermia, mini y pequeñas centrales hidráulicas son muy promisorias, pese a que aún no se han explotado al máximo. Respecto a la energía eólica, aún en el año 2004 no se ha incorporado a la matriz de contabilización dado que su producción es marginal.

Sin embargo, el MERCOSUR ampliado se diferencia de la Comunidad Andina en la disponibilidad de algunas fuentes energéticas; en este sentido el petróleo ha disminuido su participación (un -8% relativo, respecto del 2002), mientras que el gas natural aumenta su aporte (+13% relativo, respecto del 2002) esencialmente debido al incremento de la oferta en Brasil, Argentina y Uruguay. Cabe resaltar el sensible aumento de la energía nucleoeléctrica (+ 136% relativo, respecto del 2002), factor ligado al sustantivo aporte de la planta de energía nuclear de Angra II en Brasil.

En relación a las energías renovables, estas han disminuido muy levemente su participación (-0.5%) en la OTE; dentro de este porcentaje, la hidroenergía es la que acusa la mayor baja, a causa de una significativa contracción de la oferta hidráulica en Brasil y Uruguay. De lo contrario, los productos de caña incrementaron su participación en un 8 % relativo con

respecto al año 2002, debido principalmente al fuerte desarrollo de la industria alcoholera de Brasil.

Gráfico 7



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

H) Brasil

Al analizar la oferta total de energía de Brasil en el año 2004, se observa que el país sigue dependiendo fuertemente del petróleo con un 37.4%, aunque dicha dependencia se ha reducido de un 12% relativo con respecto al año 2002.

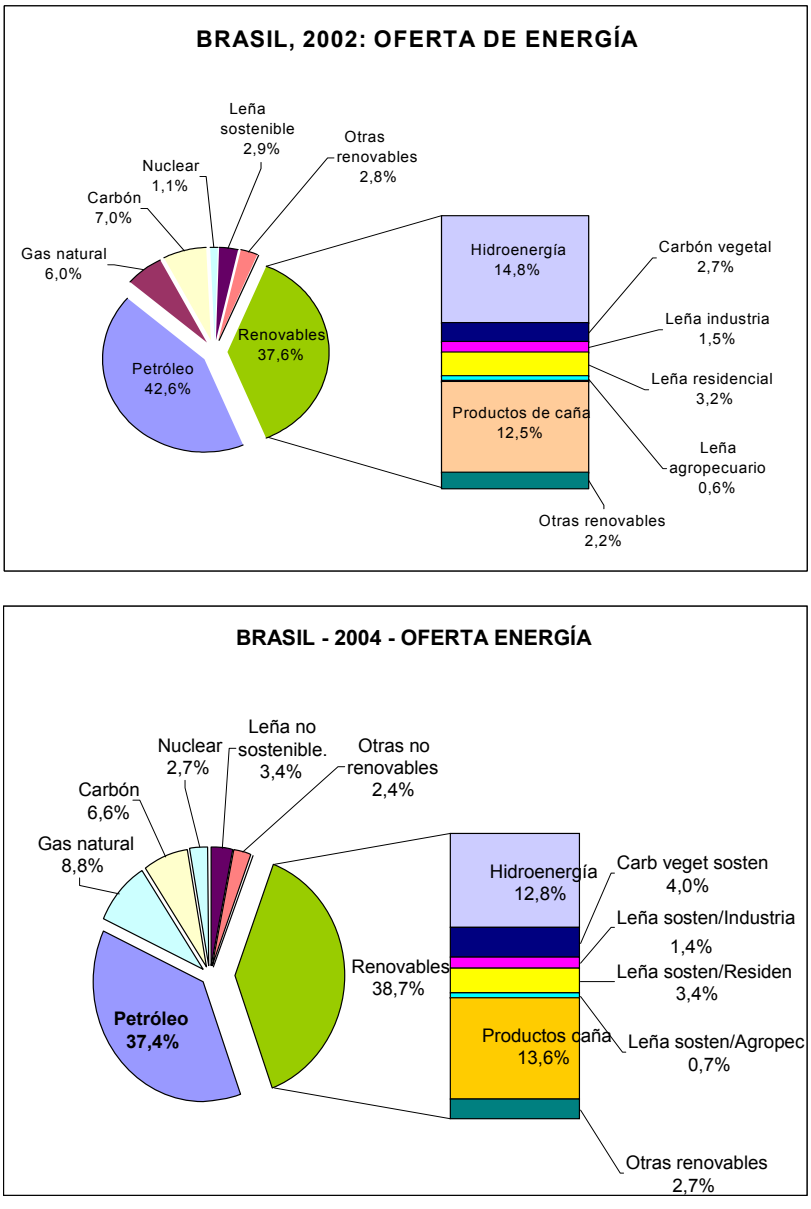
La disponibilidad de gas boliviano ha permitido el incremento de la oferta de gas natural en el período 2002 - 2004. Situación similar se ha presentado para la energía nucleoeléctrica, que

—en términos porcentuales— aumenta fuertemente su oferta gracias a los nuevos aportes de la planta nuclear de Angra II.

En contraposición con el comportamiento del MERCOSUR, el aporte de las fuentes de energía renovables en Brasil aumentó en el período 2002 - 2004, aunque sólo de un 3% relativo. En concordancia con el análisis hecho para MERCOSUR, la hidroenergía redujo su aporte (debido a un año 2004 hidrologicamente más "seco" que el 2002), mientras que los productos de caña lo incrementaron en forma proporcionalmente apreciable (+ 1,1 % relativo, respecto del 2002). Asimismo, la contribución de la leña renovable y del carbón vegetal subió levemente.

El aporte de otras fuentes de energía renovables como la eólica y la fotovoltaica, en el año 2004, es todavía muy bajo; sin embargo esta situación puede llegar a modificarse sustancialmente, con la entrada en operación de los nuevos proyectos renovables impulsados por el programa PROINFA, en particular cuando los grandes parques eólicos del sur del país entren en operación plena.

Gráfico 8



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

II.2 Análisis comparado 2002-2004 de los índices energéticos subregionales

Utilizando el mismo procedimiento aplicado para el documento presentado por la CEPAL en Bonn, se calcularon los índices nacionales relativos al desempeño del sector energético en el año 2004 en relación con el papel de las energías renovables, comparándolos con la información ya disponible para el 2002.

A) Índice de renovabilidad de la oferta de energía (IRO)

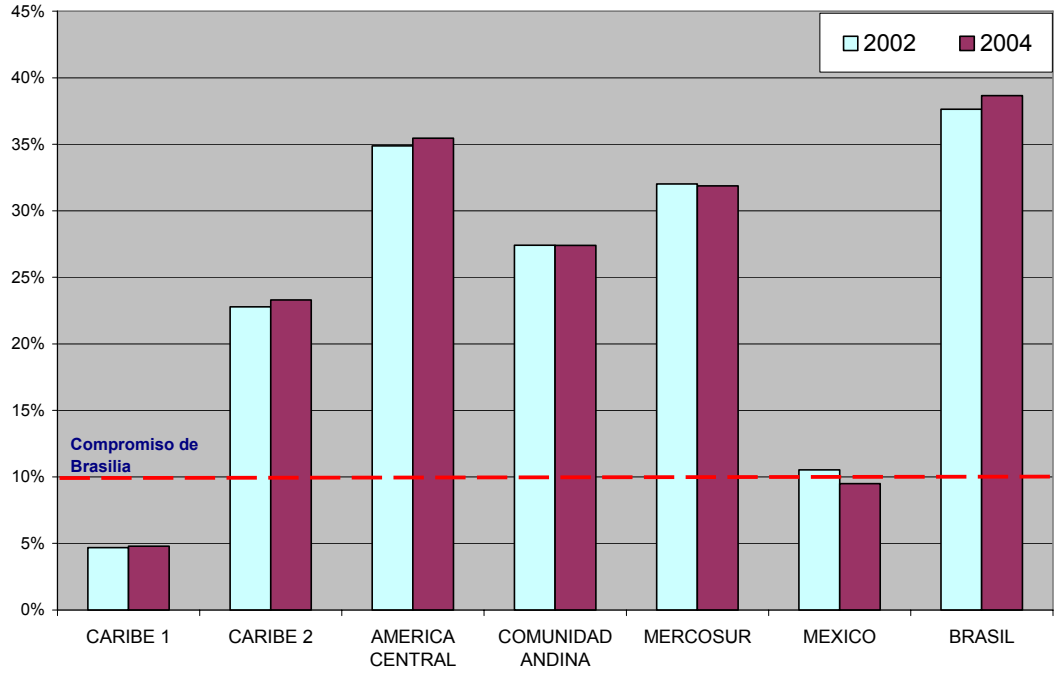
El IRO se define como la relación entre la oferta total del conjunto de fuentes de energía renovables y la oferta total de energía.

Este indicador da cuenta, en términos relativos, sobre el nivel de participación de las fuentes renovables en el abastecimiento interno de energía en los sectores de consumo final y de consumo intermedio como los centros de transformación de un país.

Cabe recordar que la meta estipulada en la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, emanada de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible de Johannesburgo y ratificada posteriormente en la Plataforma de Brasilia, es: "..alcanzar en el año 2010 el 10% de participación de fuentes renovables en la oferta de energía primaria…". Por lo tanto, un alto índice significa que el país o la subregión se encuentran por encima de la cuota y cumple de esta forma con la meta propuesta para los países de América Latina.

Gráfico 9

INDICE DE RENOVABILIDAD DE LA OFERTA (IRO)
(Oferta Renovables / Oferta Total Energía)



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

Comparando los valores del índice IRO para las diferentes subregiones entre los años 2002 y 2004, se observa que:

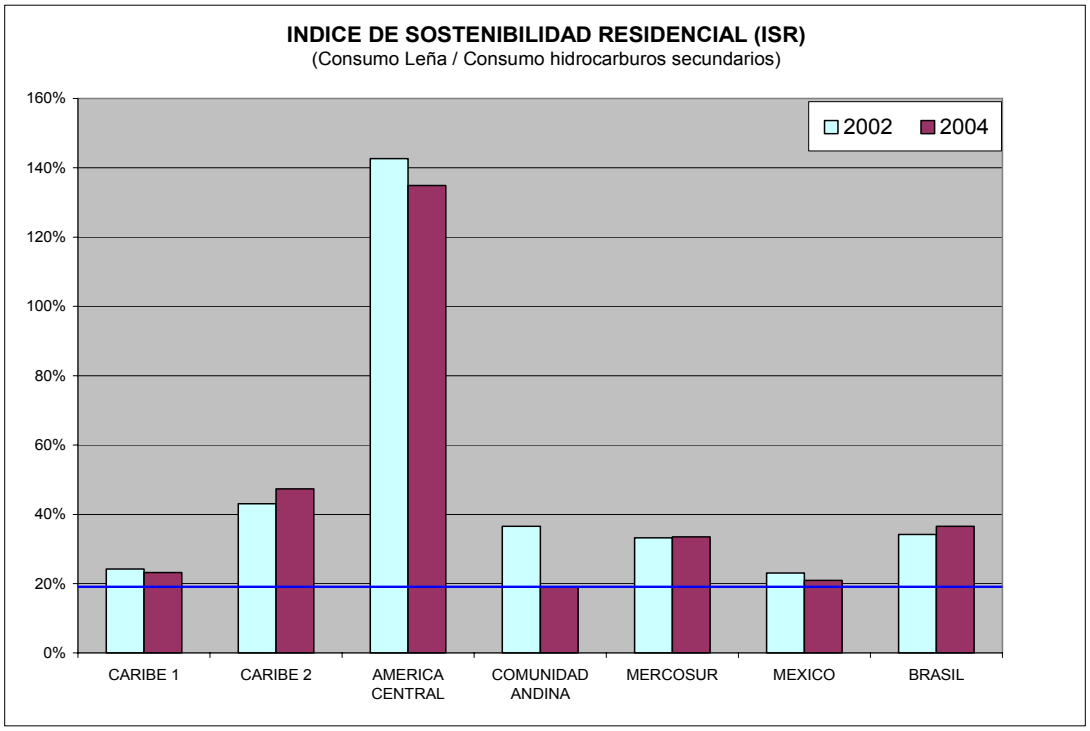
- La subregión Caribe 1 todavía se encuentra considerablemente por debajo de la línea del 10%; por su lado México, que en el año 2002 superaba dicho umbral sólo en medio punto porcentual, en el año 2004 reduce la participación de las renovables por debajo del límite (véase gráfico 9). Ello implica que los países del Caribe 1 y México deberán realizar un importante esfuerzo si quieren alcanzar la meta de participación de fuentes renovables en la OTE.
- Aquellas subregiones que en el año 2002 se ubicaban dentro de la faja del 20% a 30% (Caribe 2 y la Comunidad Andina) no ha modificado sustancialmente su participación renovable, por lo que deberían actuar en forma decidida, tanto en términos de políticas como de promoción de proyectos relativos a fuentes de energía renovables, si desean mantener el porcentaje actual de participación de fuentes renovables en la OTE por encima del umbral de referencia.
- El único país que demuestra un crecimiento apreciable de la porción renovable es Brasil, que comienza a ver los beneficios de sus esfuerzos en términos políticas de promoción de las energías alternativas.

B) Índice de sostenibilidad residencial (ISR)

La relación entre el consumo de leña y el consumo de derivados del petróleo o de hidrocarburos secundarios (kerosene, diesel, gas licuado de petróleo) del sector residencial refleja la importancia de la leña en la satisfacción de las necesidades energéticas básicas, principalmente relacionadas con la cocción de alimentos, la calefacción y el calentamiento de agua.

Un alto ISR demuestra no sólo que el país depende fuertemente de la leña para satisfacer las necesidades de la población, sino que debería profundizar el análisis mediante un estudio específico sobre la "porción sostenible" de la leña utilizada. El ISR también refleja ciertos aspectos sociales, como por ejemplo: el nivel de pobreza de la población en general de las áreas urbano-marginales y rurales y el acceso a fuentes de mayor calidad, asociadas por lo general a un costo monetario superior, pero también a una mayor eficiencia y rendimiento, a un menor tiempo dedicado al acopio de combustible y a niveles más bajos de contaminación intra-domiciliaria, véase gráfico siguiente.

Gráfico 10



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

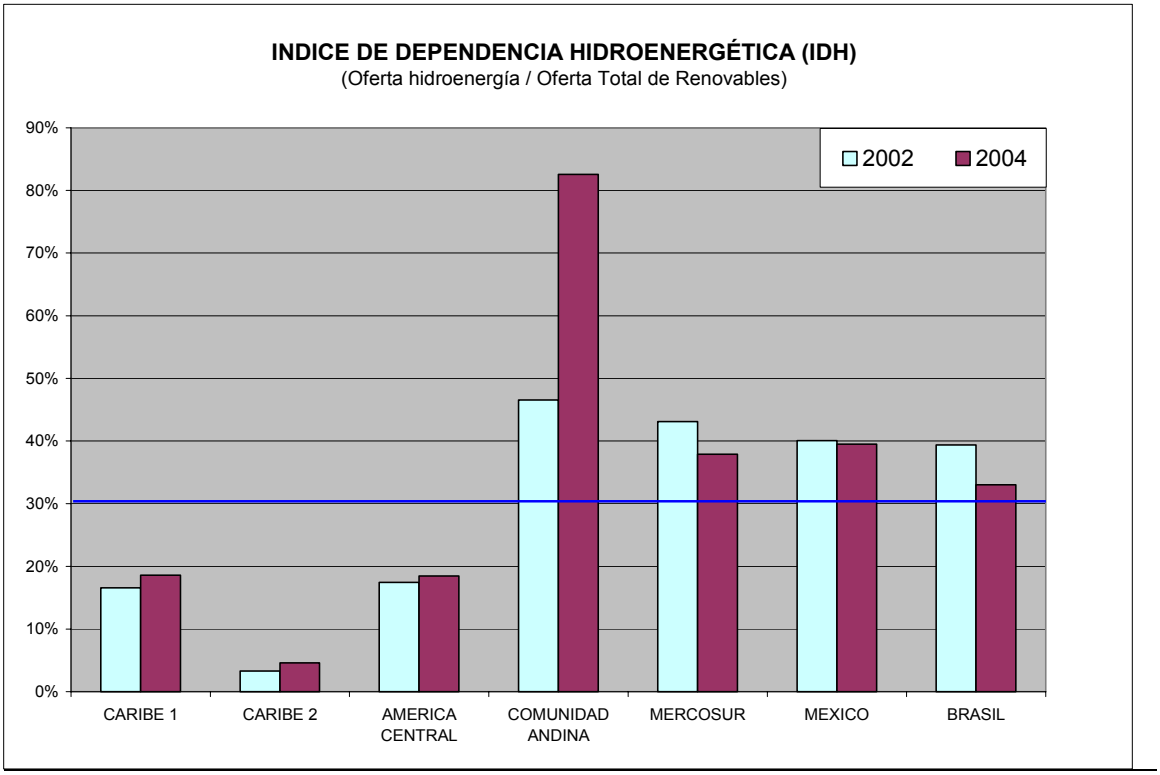
Comparando los valores del índice ISR para las diferentes subregiones entre 2002 y 2004, se observa que:

- Las subregiones más dependientes de los combustibles fósiles (Caribe 1 y México) siguen por debajo de la línea del 20% y son grandes consumidores de hidrocarburos secundarios (véanse gráficos 10). En este caso, podrían presentar un mayor consumo de energía útil per cápita y, por lo tanto, un mayor nivel de satisfacción de los requerimientos calóricos básicos que el resto de las subregiones. Es interesante señalar la fuerte reducción del índice de la Comunidad Andina, en casi la mitad, debido a un menor uso de leña a nivel residencial, como se señaló en el capítulo anterior.
- Mercosur, Caribe 2 y Brasil caen dentro de la faja: 20% - 50%, la que de alguna manera puede considerarse "zona de equilibrio".
- Por parte, la subregión centroamericana confirma los altos índices de sostenibilidad residencial ya evidenciados en el año 2002, lo que indica una excesiva dependencia de la leña, tanto en el área rural como urbano-marginal. Por lo tanto, es posible afirmar que no existe en estas áreas un abastecimiento adecuado, en términos de acceso y calidad, que permita cubrir las necesidades calóricas básicas con fuentes de mayor calidad.

C) Índice de dependencia hidroenergética de la oferta total renovable (IDH)

El IDH es la relación entre la oferta de hidroenergía y la oferta de energía primaria compuesta por las fuentes de energía renovables. Este índice da cuenta de la importancia de la hidroenergía en la oferta de fuentes renovables de un país. En consecuencia, un alto índice significa que la renovación de un país está asociada fuertemente a factores meteorológicos, más que tecnológicos.

Gráfico 11



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

Comparando los valores del índice IDH para las diferentes subregiones entre los años 2002 y 2004, se observa que los países del MERCOSUR y México confirman altos índices de dependencia hidroenergética .

En el caso de la Comunidad Andina, el aumento significativo del valor de este índice se debe a que no sólo la hidroenergía sigue siendo la única fuente de la categoría renovable sino que también, tanto los productos de caña, como la leña, han bajado su participación en la oferta energética; en el caso del MERCOSUR y México, el desarrollo de otras fuentes, como la energía geotérmica y solar, aún no se ha incorporado al balance energético.

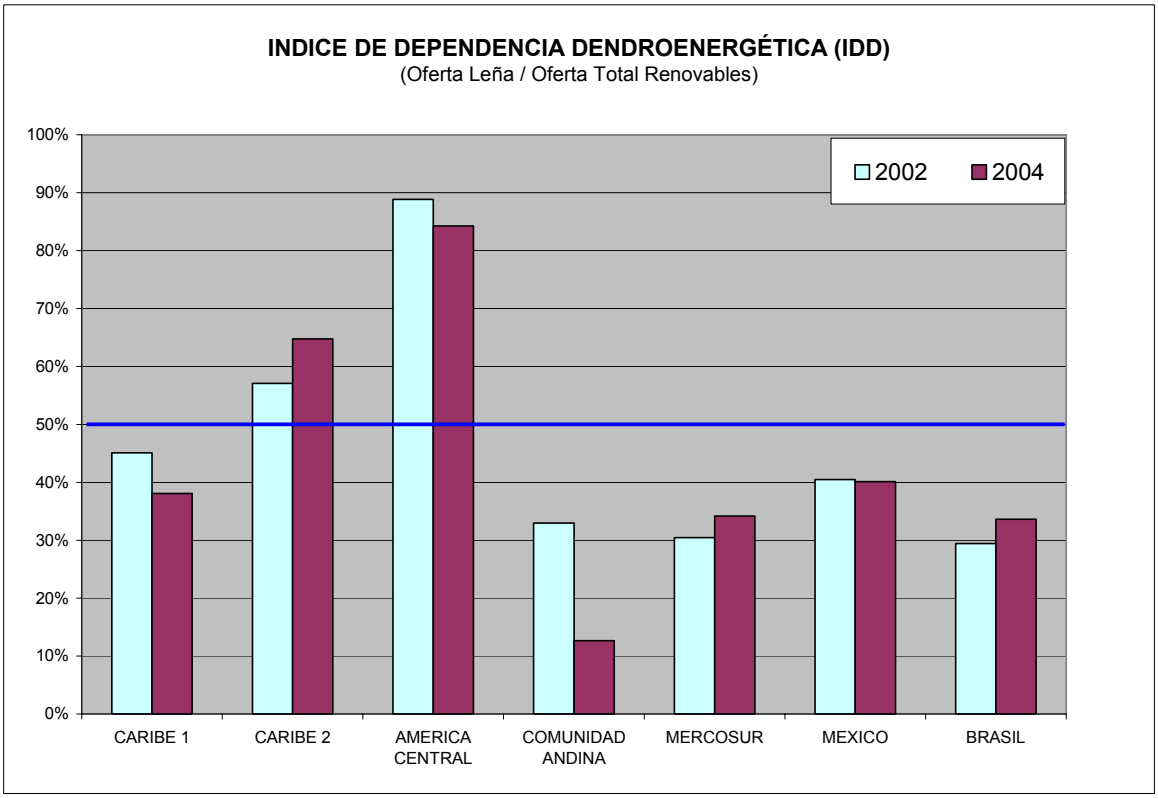
En el caso de Brasil, el papel siempre más relevante de la biomasa (tanto del carbón vegetal como de los productos de caña) así como otras tecnologías alternativas, está comenzando a apreciarse en la porción renovable de la OTE, lo que se refleja en la reducción del "peso" de la hidroenergía adentro de dicha porción (i.e. contracción del índice).

Por otra parte, al no contar con recursos hidroeléctricos significativos, América Central y las subregiones Caribe 1 y 2 siguen presentando índices de dependencia hidroenergética muy bajos (véase gráfico 11).

D) Índice de dependencia dendroenergética en la oferta total de fuentes renovables (IDD)

Este índice es la relación entre la oferta total de leña y la oferta total de energía primaria renovable. Por lo tanto, demuestra la importancia de la dendroenergía en la oferta de fuentes renovables de un país. Un alto índice indica que la cuota de renovabilidad de un país está asociada al aprovechamiento intensivo de los recursos forestales, que no siempre es sostenible.

Gráfico 12



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

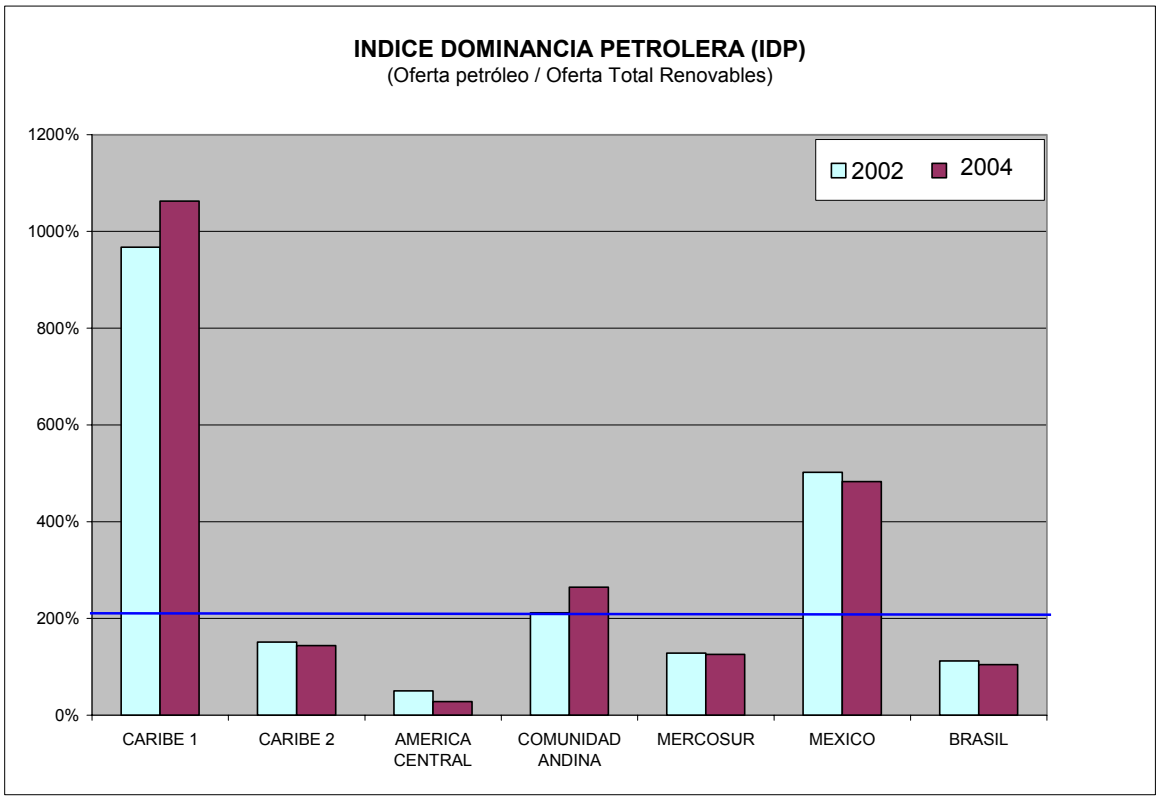
Para realizar un análisis integral y coherente, el IDD debería compararse (subregión por subregión) con el ISR. Sin embargo, comparando los valores del índice para las diferentes subregiones en el período de los años 2002 - 2004, se puede observar que:

- La oferta de fuentes de energía renovables en los países del Caribe 2 y particularmente de los centroamericanos sigue fuertemente relacionada con la disponibilidad de leña, aunque se pueden apreciar una baja relativa en Centroamérica (véase gráfico 12).
- De acuerdo con lo dicho anteriormente, la Comunidad Andina presenta en el año 2004 un valor aún más bajo del índice, lo que se explica por la siempre más alta proporción de hidroenergía en el conjunto de fuentes renovables.

E) Índice de dominancia petrolera (IDP)

El IDP es la relación entre la oferta de energía primaria de petróleo y la oferta total de fuentes de energía renovables de un país. Por lo tanto, da cuenta de la importancia del petróleo en la oferta de energía en contraste con la disponibilidad y el uso de energías renovables.

Gráfico 13



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

Comparando los valores del índice IDP para las diferentes subregiones entre los años 2002 - 2004, se observa que:

- Como era de esperarse, las subregiones con mayor dependencia de los combustibles fósiles (Caribe 1 y México) confirman índices superiores al 400% (véase gráfico 13) es decir, la oferta de petróleo a más de cuatro veces la oferta de energías renovables (en el caso del Caribe 1, más de 10 veces) La subregión andina presenta una tendencia a la alza de su dependencia petrolera, básicamente por el peso siempre mayor que tiene Venezuela en términos de oferta de dicha fuente.
- Los países centroamericanos, importadores netos de hidrocarburos, reducen aún más su índice, dado que las respectivas ofertas energéticas están equilibradas con las energías renovables (principalmente basadas en la leña) que aumentan su aporte (véase gráfico 13).

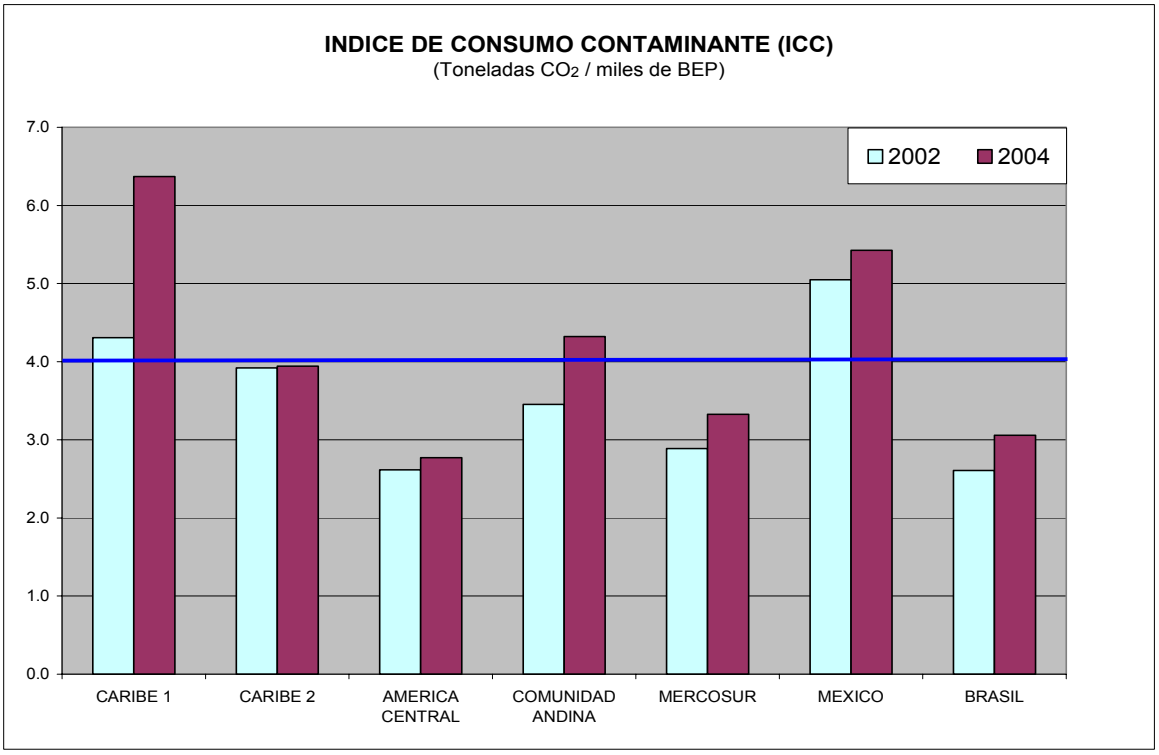
F) Índice de consumo contaminante (ICC)

Este índice mide la relación entre el total de las emisiones de CO_2 (miles de toneladas métricas) liberadas a la atmósfera y el consumo final total del país durante el año en cuestión (en miles de Barriles Equivalentes de Petróleo, BEP). De esta forma, un alto índice implica que el consumo energético del país (sector generación eléctrica + sector transporte) es particularmente contaminante.

En relación con este índice, sería importante realizar una comparación temporal del mismo, que abarcara por ejemplo el período de los años 1980 - 2004, con el objeto de verificar cuál es la tendencia observada a lo largo plazo.

Por ejemplo, si un país presenta un alto índice en el año 2004 y su tendencia ha sido de crecimiento en los últimos 20 años, entonces se trata de un país de alto riesgo ambiental global por cuanto emite proporcionalmente una cantidad demasiado alta de gases de efecto invernadero por unidad de consumo.

Gráfico 14



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

Comparando los valores del índice ICC para las diferente subregiones en el período de los años 2002 - 2004 , se observa que:

- Los países centroamericanos presentan un bajo ICC (aunque en leve aumento), debido a que el aporte de las fuentes renovables en la oferta total de energía es significativo (véase gráfico 14).

- Una vez más, las subregiones más dependientes de los hidrocarburos (México, y Caribe 1) son las que, en términos comparativos, emiten una cantidad muy alta de gases de efecto invernadero, en el caso del Caribe 1, al aumento es dramático (40% en relación para el año 2002).
- El aumento del índice es apreciable también en el MERCOSUR y en la Comunidad Andina.

En términos generales, todas las subregiones presentan un incremento en la emisión de CO_2; esto, probablemente, está más bien relacionado con el aumento exponencial del parque automotriz en la mayoría de los países de la región y en menor medida a factores relacionados con la generación eléctrica, aspecto éste que se confirmará en el análisis del siguiente índice (véase gráfico 15).

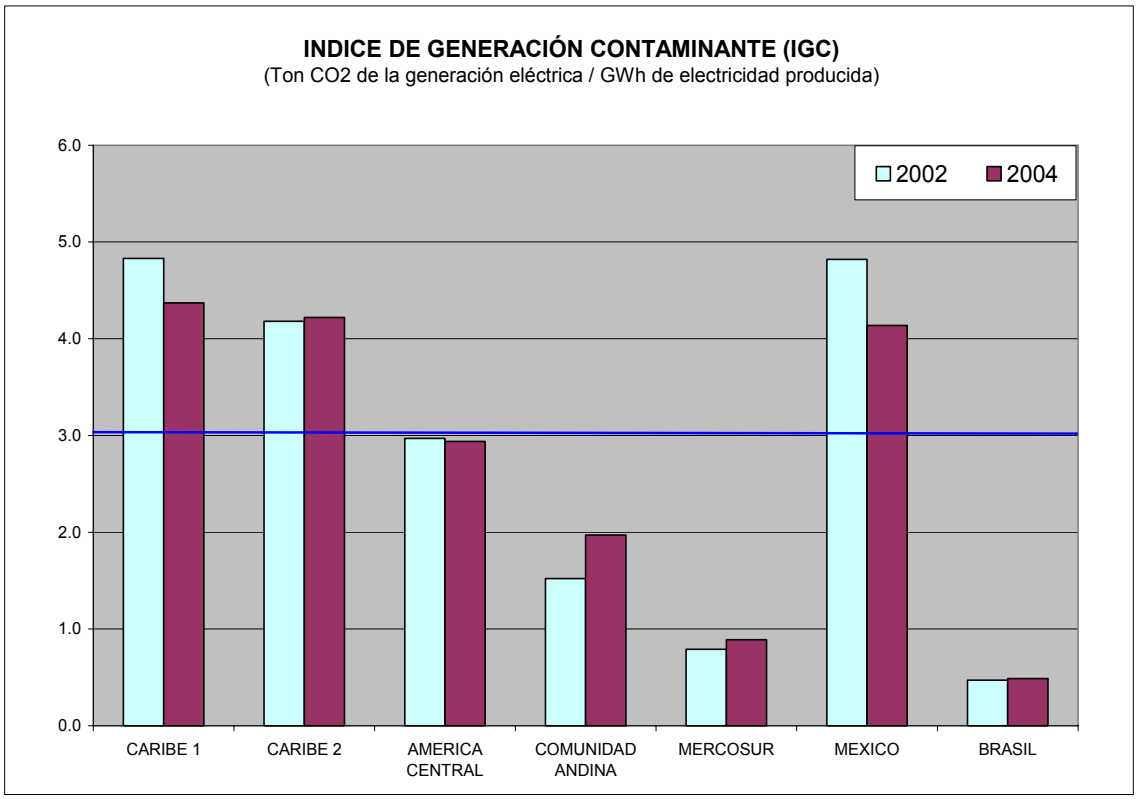
G) Índice de generación eléctrica contaminante (IGC)

Este índice se relaciona directamente con el conjunto de fuentes de energía del que dispone un país y, en particular, del equilibrio "hidro VS térmico" del parque de generación utilizado. Evidentemente, en los países que no disponen de recursos hidroeléctricos, el IGC será mayor.

Este índice corresponde a la relación entre la cantidad de CO_2 (en miles de toneladas métricas) emitidas en el proceso de generación de electricidad (en GWh), indica cuán contaminante es el proceso de producción de cada GWh de electricidad.

En términos cualitativos, un alto índice significa que producir un GWh de electricidad, más allá del simple costo técnico operativo de generación, tiene un alto costo ambiental para el país, tanto por los efectos locales: contaminación directa e indirecta en la zona de las centrales; como por los globales: emisión de sustancias que contribuyen al aumento del efecto de invernadero.

Grafico 15



Fuente: Elaboración propia del autor, en base a datos SIEE/OLADE

Comparando los valores del índice IGC para las diferente subregiones entre 2002 y 2004, se observa que:

- Las subregiones Andina y el MERCOSUR ampliado son relativamente "limpias" en sus procesos de generación de electricidad (véase gráfico 15). El bajo índice registrado se debe básicamente a la fuerte dependencia hidroenergética, como lo demuestra el índice IDH;
- En el caso de la Comunidad Andina, sin embargo, el índice crece en forma significativa, probablemente a un envejecimiento del parque generador que ha terminado siendo más contaminante.
- Por otra parte, México y Caribe 1, confirman poseer una generación particularmente contaminante en términos de emisiones de CO_2, aunque es importante destacar una "virtuosa" reducción del índice; esta tendencia está posiblemente relacionada con un mejoramiento tecnológico de algunas plantas y la entrada en operación de nuevas centrales a gas natural en algunos países como Jamaica.

En términos generales, es posible afirmar que existe una tendencia opuesta del índice IGC en comparación con el ICC, lo que confirma que el aumento, en el período de los años 2002 - 2004, de las emisiones de CO2 está relacionado en buena medida con el fuerte incremento del consumo del sector transporte en la región.

Capítulo III
Los biocombustibles en América Latina y el Caribe: situación y perspectivas

En el documento de la CEPAL presentado en la Conferencia Mundial de Bonn, se afirmó que América Latina y el Caribe y en especial Centroamérica, presentan condiciones inmejorables en el mundo para la incorporación de los biocombustibles en la matriz energética.

Esta situación es posible gracias a los siguientes factores: i) la posibilidad del biocombustible para transformarse en combustible para uso en el transporte, ii) la escasez de las reservas petroleras actuales son escasas, iii) alto desarrollo de la biotecnología, iv) la existencia de reservas territoriales de los países de la región aprovechables para cultivos energéticos; y v) la necesidad de una nueva perspectiva sobre el desarrollo rural, hacen necesario un replanteamiento estratégico orientado a la consecución de un mayor y más claro espacio a esta tipo de energía renovable.

En este sentido, la propuesta de la CEPAL presentada en Bonn se basó en las siguientes premisas, específicamente enfocadas a las potencialidades y perspectivas de América Central:

- Los biocombustibles representan alternativas renovables y crecientemente adoptadas.
- La evolución de la tecnología de producción de alcohol etílico ha permitido obtener productividades elevadas, muy superiores a otras alternativas.
- En la década de los años ochenta hubo intentos de introducir el bioetanol en países centroamericanos, sin éxito.
- En América Central hay países que ya reúnen condiciones para promover en el corto plazo el uso de gasohol.[4]
- Hay avances en iniciativas para formalizar programas de gasohol en países de la región.

[4] Mezcla de nueve partes de gasolina sin plomo y una parte de alcohol (bioetanol).

Sobre estas permisas, los elementos de la propuesta de la CEPAL para Centroamérica se referían básicamente a que:

- El bioetanol requiere mecanismos de apoyo para su viabilidad.
- Debe revisarse la elevada intervención gubernamental en la industria azucarera que puede afectar el desarrollo de los biocombustibles.
- Es importante reforzar la capacitación institucional para comprender los potenciales beneficios, impactos y límites de los biocombustibles.
- El biodiesel aún está en desarrollo y presenta costos poco competitivos.
- Centroamérica puede incrementar racionalmente su sostenibilidad energética mediante el uso de los biocombustibles.
- Entre los aspectos importantes que deben tenerse en cuenta para estructurar programas sólidos que apunten a la introducción racional de los biocombustibles en los países centroamericanos, cabe resaltar la comunicación social y el adecuado equilibrio de los precios y costos.

El objeto del presente capítulo es dar seguimiento a la discusión sobre las propuestas del documento de Bonn, proporcionando un panorama del sector de los biocombustibles ampliado a toda América Latina y el Caribe, diferenciando claramente la potencialidad y la aplicabilidad del bioetanol versus del biodiesel, y proponiendo nuevos enfoques analíticos para una profunda comprensión de los problemas que enfrenta el desafío de promover la producción y uso de biocombustibles en la Región.

III.1 Bioetanol: experiencias en países de América Latina y el Caribe

El bioetanol o alcohol etílico puede ser producido a partir de materias primas sacáridas como la caña de azúcar, o de materias amiláceas como el maíz y la yuca, prestándose para ser utilizado en motores de ciclo Otto (encendido por chispa), puro (como bioetanol hidratado) o en mezclas de bioetanol anhidro con gasolina, conocidas como gasohol.

En 1975, cuando **Brasil** importaba el 77% de su demanda de combustibles, el gobierno brasileño rescató el bioetanol carburante como una reacción al "*oil shock*", creando el Programa Nacional do Alcohol (Proálcool). Asimismo otorgó un fuerte apoyo para inversiones en destilerías, garantizando una demanda mediante un contenido mínimo de bioetanol en la gasolina y definiendo un precio compensador para los productores.

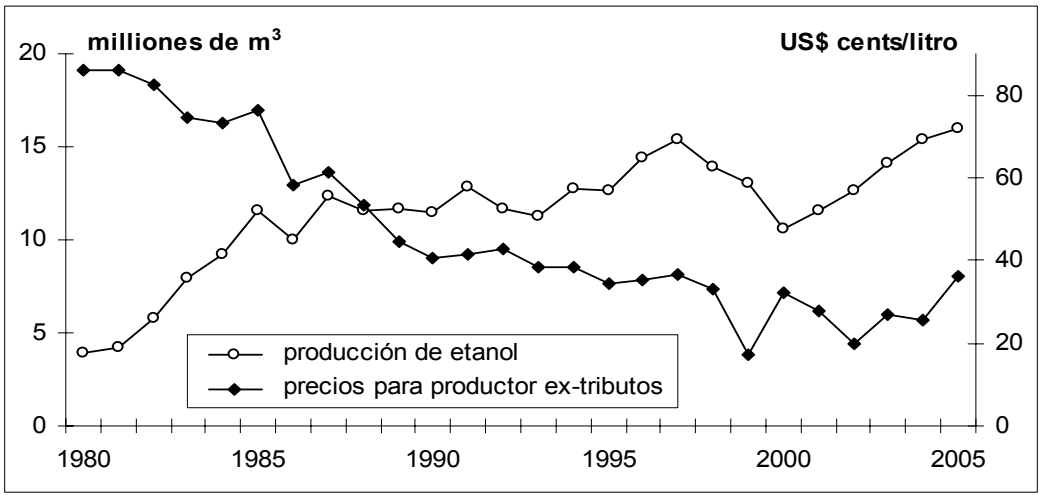
Desde el año 1990 el Proálcool ya no existe como un programa de gobierno y luego de Estado, y entre 1997 y 2002 retiró progresivamente sus mecanismos de soporte. La producción de bioetanol combustible constituye hoy un programa energético consolidado, que superó la etapa de subvención fiscal y en la presente coyuntura de precios y costos se desarrolla y expande sostenidamente. En la actualidad, el sector sucroalcoholero presenta ingresos de 8,3 mil millones de dólares anuales (1,6% del PIB brasileño), generando 3,6 millones de empleos directos. En la última zafra,[5] la producción de caña en Brasil ocupó 5,4 millones de hectáreas y superó los 300 millones de toneladas, siendo procesada en más de 300 ingenios[6], que utilizan la mitad del azúcar disponible para producir combustible, con una capacidad instalada de casi 18.000 millones de

[5] Cosecha de caña de azúcar, nombre especialmente dado a este tipo de actividad en Brasil, RAE, España.

[6] Finca que contiene el cañaveral y las oficinas de beneficio relacionadas con la caña de azúcar, RAE, España.

litros anuales. En el gráfico siguiente se presenta la evolución de la producción y de los precios al productor (UNICA, 2006).

Grafico 16
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DE LOS PRECIOS DEL BIOETANOL EN BRASIL



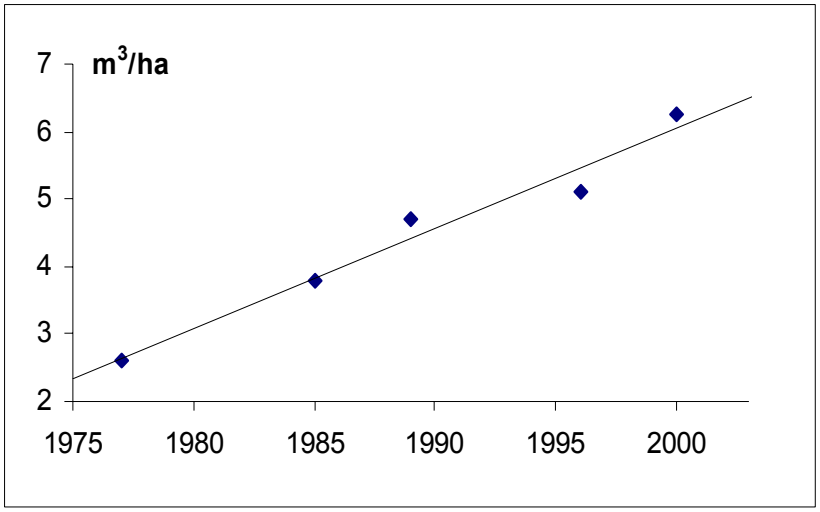
Fuente: elaborado a partir de UNICA, 2006.

La actual producción brasileña de bioetanol, equivalente a aproximadamente 200 mil barriles diarios de petróleo, es básicamente consumida en Brasil, donde representa el 40% del mercado de gasolina. Toda la flota brasileña de vehículos livianos emplea bioetanol, como gasohol en 18 millones de automóviles o como bioetanol puro en 3,5 millones de automóviles acondicionados para ese biocombustible, inclusive mediante la moderna tecnología "flexfuel", lanzada en el año 2003 y que permite al propietario abastecer su vehículo con cualquier proporción de bioetanol hidratado o gasohol (ANFAVEA, 2006).

En los últimos dos años, a raíz de la expansión del mercado interno de bioetanol, debido al éxito de los motores flexfuel a partir de 2003, y de las atrayentes condiciones del mercado externo, hay un nuevo impulso de las inversiones productivas y cerca de 40 nuevos ingenios están en construcción o expansión. Para las condiciones normales de Brasil, se estima que el costo de producción del bioetanol es aproximadamente de 0,20 dólares/litro, de los cuales el 60% corresponde a materia prima. Considerando las inversiones agroindustriales, cerca de 60 millones de dólares para un ingenio con capacidad de procesar 1 millón de toneladas de caña durante una zafra de 180 días útiles y fabricando cerca de 450 mil de litros diarios de bioetanol, el precio de paridad del petróleo, a partir del cual es rentable producir bioetanol, estaría entre 30 a 35 dólares/barril.

Un elemento esencial en la marcada reducción de costos observada en los ingenios brasileños fue el incremento de la productividad agroindustrial, resultado principalmente de un aumento en la productividad agrícola. En el gráfico a continuación se presenta la variación de la producción de bioetanol por hectárea en Brasil, indicando que en los últimos 30 años la producción de bioetanol por hectárea cultivada en caña creció en una tasa incremental anual de 3.7% (CGEE, 2005).

Gráfico 17
PRODUCTIVIDAD AGROINDUSTRIAL DE BIOETANOL DE CAÑA DE AZÚCAR EN BRASIL



Fuente: CGEE, 2005

Como uno de los objetivos planteados en el año 1975 para la intensificación del uso de bioetanol combustible en Brasil era reducir la dependencia de petróleo importado, es interesante verificar sus resultados, después de tres décadas.

En el período de los años 1975-2005, se produjeron 275 millones de metros cúbicos de bioetanol combustible, equivalentes a 1,510 millones de barriles de petróleo, más de 11% de las actuales reservas probadas de hidrocarburos de Brasil. Valorizando esa producción al precio de la gasolina en el mercado mundial, el ahorro de divisas en el período fue de 69,1 billones de dólares, sin considerar los intereses y cargos de la deuda del país (Nastari, 2005).

Si bien la tecnología aplicada en los ingenios brasileños para producción de bioetanol de caña ha sido mejorada en las últimas décadas, ésta puede ser considerada convencional, con perspectivas de relevantes perfeccionamientos en los próximos años e incrementos del rendimiento medio por transferencia tecnológica y mejoramiento de los procesos (CGEE, 2005). Para horizontes más distantes, como en 10 años, se espera lograr factibilidad comercial en la conversión de los residuos lignocelulósicos de la caña (bagazo y residuos de cosecha) en bioetanol, lo cual podrá representar una verdadera revolución en términos de productividad y economicidad.

En **Colombia** se comenzó con la producción y utilización de bioetanol en el año 2001, mediante la promulgación de la Ley 693. En la fundamentación de esa ley se presentaron como objetivos principales la disminución de las emisiones de hidrocarburos e monóxido de carbono, el mantenimiento y generación de empleos agrícolas, el desarrollo agroindustrial y la contribución al propósito estratégico de autosuficiencia energética. En resumen, esa ley establece ya en su artículo primero que: "las gasolinas que se utilicen en los centros urbanos de más de 500 mil habitantes, a más tardar en septiembre de 2006, tendrán que contener compuestos oxigenados tales como alcoholes carburantes". Se define la gasolina oxigenada como conteniendo 10% de biocombustible (UPME, 2006).

El desarrollo de la reglamentación subsidiaria fue encomendado a los ministerios de Minas y Energía y Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Las normas más

sustantivas fueron la Resolución 0447 de 2003, que regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas y en motores de combustión interna, la Resolución 180687 del mismo año, donde se expide la regulación técnica prevista en la Ley 693, en relación con la producción, acopio, distribución y puntos de mezcla de los alcoholes carburantes y su uso en los combustibles nacionales e importados, y la Resolución Nº 181088 de 2005, que define el precio del alcohol y establece una garantía de compra para los productores de alcohol carburante por parte de los Distribuidores Mayoristas. En términos de soporte legal a los productores, la Ley 693 elimina el monopolio departamental en la producción de bioetanol no potable (Art. 2º) e indica que el uso de bioetanol recibirá un tratamiento especial en las políticas sectoriales de autosuficiencia energética, de producción agropecuaria y de generación de empleo (Art. 3º). Adicionalmente se exonera del pago de IVA y del impuesto global al bioetanol combustible para mezcla con gasolina.

La implementación del uso de bioetanol se adelantó a la fecha límite indicada en la ley y luego de ser introducido en el Sur-occidente y el eje cafetero colombiano en noviembre de 2005, se pasó a utilizar la mezcla en la ciudad de Bogotá y el centro del país en febrero de 2006, pretendiéndose gradualmente alcanzar toda Colombia. A fines de 2005 se consumieron 54 m^3 diarios de alcohol, previéndose para fines de siguiente alcanzar la cifra de 719 m^3 diarios de alcohol, que corresponden a 262 mil m^3 anuales de bioetanol o al 6% del consumo colombiano de gasolina. La actual capacidad de producción es cercana a 1.100 m^3 diarios y más de 730 m^3 diarios en 4 plantas, (véase cuadro 3) (UPME, 2006). De acuerdo a otros trabajos, los proyectos en estudio e implementación llegarían a nueve plantas, que totalizarían 2.100 m^3 diarios (Kafarov et al., 2006).

El uso de bioetanol en Colombia fue precedido de una cuidadosa preparación, mediante campañas de información por la prensa escrita y medios audiovisuales de comunicación, talleres y cursos, orientados a todos los agentes involucrados como: personal de las estaciones de servicio, asesores y empleados de talleres mecánicos, empleados de concesionarios y comercializadores de automóviles, taxistas y conductores del transporte público, propietarios de vehículos particulares y organismos de control. Todo este proceso de difusión apuntó a incrementar la confianza y el conocimiento de los usuarios de la mezcla de bioetanol y gasolina. Los resultados de las pruebas realizadas en Colombia indicaron una reducción de las emisiones de CO_2 de entre 22% y 50% en vehículos con motor de "ciclo Otto" y reducciones menores en vehículos con motores con inyección, una reducción de emisiones de hidrocarburos de entre 20% y 24% y un mejoramiento de 15% en promedio en la potencia del motor, por efecto del mayor octanaje (UPME, 2006). Particularmente con referencia al consumo de combustible, se realizaron en Colombia pruebas de campo, las que evidenciaron el efecto positivo de la adopción del gasohol con 10% de bioetanol, tanto sobre la potencia como, en menor medida, sobre el consumo (Ximena, 2004), véanse cuadros siguientes.

Cuadro 3
CAPACIDAD INSTALADA Y EN INSTALACIÓN PARA PRODUCCIÓN DE BIOETANOL EN COLOMBIA

Unidad productora	*Materia prima*	*capacidad (m^3/día)*	*entrada en operación*
en operación			
Ingenio Incauca	caña	300	Octubre/2005
Ingenio Providencia	caña	250	Octubre/2005
Ingenio Manuelita	caña	300	Marzo/2006
Ingenio Mayagüez	caña	150	Febrero/2006
Ingenio Risaralda	caña	100	Febrero/2006
en instalación			
Petrotesting S.A.	yuca	30	Diciembre/2006
Alcohol S.A.	caña	300-100	2008 (1º Semestre)
Maquilagro	remolacha	300	2008 (1º Semestre)
Ingenio Sicarare	yuca	100	2008 (1º Semestre)

Fuente: Kafarov et al., 2004.

Cuadro 4
IMPACTO DEL USO DE GASOHOL (10% DE BIOETANOL) COMPARADO A GASOLINA PURA

Fabricante	*Modelo*	*Potencia*	*Consumo*
Fiat	Allegro 1.3i	+ 9,60%	+ 4,40%
Fiat	Allegro 1.6i	+ 12,30%	+ 0,90%
GM	Corsa 1.4i	+ 15,90%	+ 6,70%
Mazda	626 L (con carburador)	+ 15,40%	+ 3,30%
Mazda	626 GLX 2.0i	+ 4,50%	-1,80%
Mazda	323NE 1.3i	+ 3,70%	- 4,,2%
Suzuki	Gran Vitara	-1,80%	+ 3,20%
Suzuki	Alto 1.0i	+ 1,50%	-2,70%

Fuente: Ximena, 2004.

Es interesante observar la prospección de la producción y uso de bioetanol en Colombia, tal como lo muestra el Cuadro 5, puesto que se espera un excedente exportable de casi la mitad de la producción, seguido de una progresivo incremento del consumo interno (MADR, 2006).

Cuadro 5
PERSPECTIVAS DEL BIOETANOL EN COLOMBIA

Indicador	*2010*	*2015*	*2020*
Producción (m^3/año)	1.684	1.985	2.068
Fracción exportada	48%	19%	14%
Cultivos (miles de ha)	186	204	210

Fuente: MADR, 2006.

Considerando los valores de este cuadro, se puede inferir que el área presentada sólo se refiere solamente a la cultivada exclusivamente para producción de bioetanol. En otro estudio se estima que para los presentes niveles de demanda de bioetanol, sería necesario incrementar el área actualmente plantada de 406 mil hectáreas en más 103 mil hectáreas.

Ese mismo estudio presenta la forma en que la producción de bioetanol puede afectar la producción y exportación de azúcar en Colombia, conforme se indica en el cuadro 6, para distintos escenarios de introducción del biocombustible (Kafarov et al., 2006).

Cuadro 6
IMPACTO DEL BIOETANOL EN LA ACTIVIDAD AZUCARERA EN COLOMBIA

Datos	***2005/06***	***Proyección / 2006***
N° de proyectos	5	9
Producción (l/día)	1.025.000	1.600.000
Sustitución de Azúcar (%)		
En la producción	23%	34%
En la exportación	49%	75%
Demanda Estimada (l/día)		
Oxigenación al 10% (Cobertura 86%)	1.013.433	1.277.533
Oxigenación al 15% (Cobertura 70%)		1.916.300
Oxigenación al 20% (Cobertura 52%)		2.555.067

Fuente: Kafarov et al., 2006.

En el año 1981, el gobierno de **Costa Rica** elaboró el documento "Lineamientos Básicos para un Programa Nacional de Alcohol Carburante", fundamentando acciones en ese sentido y permitiendo que en ese año ya se utilizasen más de 2000 m^3 de gasolina con bioetanol en un 20%, volumen que alcanzó los 13800 m^3 en el año siguiente. Los objetivos eran reducir la dependencia energética y diversificar la agroindustria azucarera nacional, agregando valor a la melaza utilizada como materia prima, sin mencionar temas ambientales. No obstante, problemas asociados a la distribución y calidad del producto interrumpieron el programa en el año 2003, prácticamente eliminando el uso de la mezcla.

Aunque en los años posteriores a esa iniciativa el bioetanol no progresó, la producción continuó con el objeto de atender las necesidades de los mercados externos de materias primas costarricenses y en la exportación de productos semielaborados importados por: Brasil, Guatemala, Francia, Nicaragua y Reino Unido. En este sentido es importante destacar que los principales compradores de bioetanol costarricense son Estados Unidos y Holanda. En la zafra 2003-2004 la industria alcoholera costarricense importó más de 11,8 miles de m^3 de bioetanol, exportando en ese mismo año 18,9 miles de m^3. Considerando las 10 últimas zafras, la exportación máxima fue de 63,7 miles de m^3 en el año 2000 (LAICA, 2005).

Estas operaciones son realizadas en las instalaciones de la Terminal Portuaria de Punta Morales, cuya operación está a cargo de la Liga Agrícola Industrial de la Caña de Azúcar, LAICA, preparada para importar bioetanol y exportar azúcar, melazas y bioetanol. El muelle de este terminal acepta buques de hasta 30.000 toneladas métricas, con una longitud de 109 metros y anchos de 25 metros, los 8 tanques existentes para bioetanol almacenan más de 30 millones de litros de bioetanol y dispone con una planta deshidratadora de bioetanol, con capacidad para procesar 380 mil litros diarios de combustible. En la actualidad, la capacidad de producción de bioetanol en Costa Rica es de 350 mil litros diarios; CATSA con 240 mil litros/día y Taboga con 120 mil litros/día, sin considerar la planta deshidratadora del Terminal de Punta Morales (Proyecto Producción Limpia en Costa Rica, 2005).

En mayo de 2003 el gobierno costarricense emitió el Decreto Nº 31087-MAG-MINAE, creando la Comisión Técnica de Trabajo para: "formular, identificar y diseñar estrategias para el desarrollo del bioetanol anhidro, destilado nacionalmente y utilizando materias primas locales, como sustituto del MTBE[7] de la gasolina". Los objetivos básicos establecidos por este decreto fueron el desarrollo agroindustrial; es decir: reactivación económica, generación de valor agregado, el mejoramiento ambiental: sustitución del MTBE[8] y desde el punto de vista

[7] l MTBE *metil-ter-butil-eter*, es uno de los sustitutos del plomo en la gasolina.

[8] La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) anunció el 20 de marzo del 2000 medidas contundentes para la eliminación del aditivo MTBE de la gasolina sin plomo en ese país, toda vez que se ha demostrado que es un componente que compromete al medioambiente.

energético, la diversificación de fuentes energéticas, así como la reducción de la dependencia externa de combustibles.

Dicha Comisión involucró a distintos organismos: Ministerio de Agricultura y Ganadería, Ministerio de Ambiente y Energía, Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), Liga Agrícola Industrial de la Caña (LAICA), entre otras. El objetivo central era definir las condiciones para el uso de bioetanol en Costa Rica. Inicialmente se pretendía introducir mezclas de bioetanol con las gasolinas a partir de enero de 2005. Sin embargo, la interposición de un recurso de inconstitucionalidad contra el artículo 7 de este decreto, que ordena la ejecución del programa hizo que se suspendiera la aplicación de esta medida. A pesar de esta acción el Ministerio de Ambiente y Energía y las demás dependencias que integran la comisión pueden continuar con la implementación de proyectos, tendientes a fomentar el conocimiento focalizado a la logística y manejo del producto.

Considerando las dificultades observadas en la década de 1980, los proyectos piloto han sido cuidadosamente diseñados e implementados de forma paulatina en cuatro fases, por la empresa petrolera estatal RECOPE. En la primera fase se desarrolló una prueba piloto en 28 vehículos, empleándose una mezcla de gasolina y 10% de bioetanol, en la que:

- Se observó un rendimiento mayor con la gasolina E-10 que con el uso de gasolina regular actual.
- En ningún momento los vehículos requirieron mantenimiento correctivo durante este período; es decir: no se presentaron daños mecánicos en los motores.
- Los resultados de las emisiones de HC (combustibles no quemados) y CO (monóxido de carbono) no superaron los límites nacionales establecidos y fueron similares a los obtenidos con la gasolina regular actual, (RECOPE, 2005).

La segunda fase correspondió a la comercialización de gasolina con 7,5% de bioetanol en 64 estaciones de servicio de Guanacaste y el Pacífico Central, abastecidas por el plantel de RECOPE en Barranca y que sirven a una flotilla de aproximadamente 50 mil consumidores, cerca del 12,5% del consumo de gasolina del país. Con antelación a la efectiva comercialización de la mezcla, se capacitó al personal responsable para el manejo y control de calidad de bioetanol en los terminales, se formuló adecuadamente la gasolina base para seguir cumpliendo con los requisitos ambientales, se revisaron los tanques de las estaciones de servicio y se informó a todos los interesados directos sobre el uso del gasohol.

Esta experiencia se está realizando desde febrero de 2006, con resultados positivos, no se han observando variaciones importantes del consumo de combustible en la zona, se ha constatado un número muy bajo de quejas de consumidores, generalmente debidas a otras causas o bien por la ausencia de mantenimiento en los motores. A la fecha RECOPE no ha recibido quejas por parte de las estaciones de servicio ni se han presentado problemas con el manejo del combustible (RECOPE, 2006). La primera partida de bioetanol utilizada, adquirida por RECOPE mediante una licitación internacional fue importada, ya que la producción nacional estaría comprometida con la exportación hacia Estados Unidos. Se espera que la producción de bioetanol en Costa Rica se expanda en breve para atender también el mercado interno

Las próximas fases son: el análisis de resultados y eventualmente la implementación del uso de bioetanol en el plano nacional, que consiste e: i) dotar a todos los planteles de RECOPE de la infraestructura necesaria para almacenar, mezclar y distribuir, para ello se estima una inversión de 3 millones de dólares, ii) definir el marco político-legal necesario, inclusive la normativa para la fiscalización de las estaciones, y iii) definir aspectos sobre la participación de sectores agropecuarios y de la energía.

Con menores adelantos que en los casos anteriores, en otros países de la región también se está implementando la utilización del bioetanol o se están desarrollando estudios para fundamentar futuros programas relacionados con este tipo de biocombustible, con diferentes grados de avance. No se pretende agotar el tema, que por su dinamismo presenta cada día una nueva iniciativa; sino señalar como en muchos países y de manera diversificada se está pensando en el bioetanol como un combustible más de la matriz energética de los países de la región.

En **Argentina**, el Programa Nacional de Biocombustibles, aprobado por la Ley 26093 de 2005, y que establece un "Régimen de promoción para la producción y uso sustentable de biocombustibles" por un período de 15 años, incluyendo diversos incentivos fiscales y la creación de una institución para fomentar investigaciones; estableció normas de calidad, criterios para la aprobación de proyectos y la administración de eventuales subsidios. Este programa enfatiza las ventajas comparativas del país en la producción de aceites vegetales y se concentra más en el biodiesel, pero se plantea también promover la utilización del bioetanol, que deberá ser mezclado en la proporción de 5% en la gasolina "como mínimo". Para el año 2010 se calcula una demanda de gasolina de cuatro millones de m^3, por lo cual serían necesarios 200 mil m^3 de bioetanol que deberán ser producidos en cerca de seis unidades agroindustriales, con una inversión total de 120 millones de dólares. En consecuencia, se adoptó el maíz como materia prima, considerándose que para atender la demanda prevista para el año 2010 deberán ser consumidas 550 mil toneladas: 2,8% de la producción actual, cultivadas en 106 mil hectáreas: 3,2% del área actual, (SAGPA, 2006).

En otro estudio, también considerando la producción de bioetanol a partir del maíz, se estima que 5 plantas agroindustriales con capacidad anual unitaria de 40 mil m^3 de bioetanol, con una inversión total de 90 millones de dólares, los que podrían abastecer el mercado con productos suficientes para una mezcla de 5% en la gasolina. En este estudio se evalúa un costo de producción de 0,301 dólares/litro de bioetanol, asumiendo el precio del maíz a 53 dólares/tonelada y el DDG *(Distillery Dried Grains),* coproducto utilizado para alimentación animal a 89 dólares/tonelada (Fraguío, 2005).

En **Bolivia**, particularmente en el Departamento de Santa Cruz, la agroindustria cañera desarrolla proyectos de producción de bioetanol que apunta al mercado externo, siguiendo los buenos resultados del ingenio Guabira, que en las últimas zafras ha exportado cerca de 50 miles de m^3 de bioetanol combustible por año para el mercado italiano mediante diferentes opciones logísticas. Considerando el mercado interno, estudios realizados en el año 2005 recomendaron la elaboración de una ley de estímulo a los nuevos combustibles, estimándose que al agregar 25% del biocombustible a la gasolina se crearía una demanda de 90 miles de m^3 de bioetanol, lo cual provocaría una expansión de la frontera cañera en más 30 mil hectáreas (Boliviahoy, 2005).

En **Chile** la empresa Nacional de Petróleo (ENAP) y el Grupo Iansa, comercializador de productos agrícolas, han desarrollado estudios para conocer la factibilidad de la producción de bioetanol a partir de cereales y remolacha (Ramírez, 2006). La idea es proponer una legislación que establezca una mezcla obligatoria de 10% de biocombustible en la gasolina, aunque aparentemente la ENAP prefiere la utilización de mezclas de gasolina y ETBE,[9] ya que presentan más facilidad de transporte y una menor presión de vapor más baja (ENAP, 2006).

En **Cuba,** país de larga tradición cañera, la potencialidad de la producción de bioetanol para fines energéticos es evidente. Además de los esfuerzos en esa dirección desarrollados en el largo plazo, como el empleo de mezclas de bioetanol con gasolina (denominadas "*mofuco*") durante la Segunda Guerra Mundial, debido a la escasez de combustibles derivados del petróleo, también se utilizó bioetanol como combustible en diversas ocasiones, pero esta práctica nunca se

[9] El ETBE es un éter derivado de corrientes como butano y bioetanol, de características similares al MTBE

generalizó. No obstante, muchas experiencias siguieron en curso; por ejemplo durante los años de la década de 1970 en el Centro de Desarrollo de la Industria del Petróleo y el Instituto Cubano del Petróleo se realizaron investigaciones con diversos tipos de gasolina base y varias alternativas de mezclado, variando de 15% a 30% de bioetanol. Los resultados demuestran que las mezclas aumentan la cantidad de octanos, disminuyen la emisión de gases tóxicos y la contaminación ambiental.

La experiencia más reciente se llevó a cabo en el año 1997 en el Centro de Investigaciones y Desarrollo del Transporte (CETRA), y como resultado 114 vehículos recorrieron un millón y medio de kilómetros utilizando mezclas de gasolina regular con bioetanol. Después de la investigación se llegó a la conclusión que en las condiciones cubanas, a la gasolina regular podría agregársele entre un 20% a 25 % de bioetanol para alcanzar una mezcla estable y efectiva (Salomón, R., 2006). Con relación a la producción, ya se han realizado diversos estudios fueron realizados sobre las alternativas de producción de bioetanol y las implicancias energéticas para la isla caribeña (Almazán y González, 1999).

Si bien **Ecuador** es un importante productor de hidrocarburos, el país pierde un volumen apreciable de divisas con la importación de derivados del petróleo, lo que representó 4.611 millones de dólares en el período de los años 1998-2005. Por este motivo y buscando simultáneamente reducir las emisiones y fomentar el desarrollo agroindustrial, el gobierno ecuatoriano propuso el "Programa de Formulación de gasolina Extra con Bioetanol Anhidro".

Ese programa plantea en dos etapas introducir el biocombustible en la matriz energética ecuatoriana: inicialmente un plan piloto en la ciudad de Guayaquil, seguido de su extensión a todo el territorio nacional. En su primera etapa fue considerada una demanda de 800 mil litros diarios de gasolina extra, que al recibir 5% de bioetanol requerirían 40 mil litros de ese biocombustible. Se pretende empezar con ese contenido y progresivamente avanzar al 10%, lo que significaría una demanda de bioetanol a nivel nacional de aproximadamente 590 mil litros por día o sea, aproximadamente 215 miles de m^3 por año (MEM, 2005). Con ese objetivo se editó a fines de 2004 se promulgó el Decreto Ejecutivo 2332, que en su primer artículo declara ser "de interés nacional la producción, comercialización y uso de los biocombustibles". En esa misma ley se creó el Consejo Consultivo de Biocombustibles de la Presidencia de la República, organismo que desarrollará y determinará los lineamientos generales, así como la adopción de las medidas necesarias para la producción, manejo, industrialización y comercialización de biocombustibles. La materia prima seleccionada fue la caña de azúcar.

Desde el año 2003 los gobiernos del El Salvador y Guatemala discuten leyes para fomentar el empleo del bioetanol, pero dificultades relacionadas con la definición de precios han impedido hasta el momento la cabal utilización local del biocombustible (CEPAL, 2004a). No obstante, en esos países se siguen desarrollando proyectos agroindustriales relevantes para la producción de bioetanol para el mercado estadounidense. En **Guatemala**, además de una destilería anexa a un ingenio de azúcar llamado "Ing. Palo Gordo", está produciendo y exportando bioetanol desde hace más de 20 años. Por otra parte, en el año 2005 se creó una nueva unidad tecnológicamente avanzada llamada Destilería Bioetanol, para aumentar la oferta al mercado estadounidense (CEPAL, 2006).

En **El Salvador** se han realizado diversas inversiones en los dos últimos años, que apuntan a producir bioetanol a partir de productos preprocesados importados o de materia prima nacional. A fines de 2005, la multinacional Cargill puso en operación una destilería deshidratadora y más recientemente la *joint venture "*American Renewable Fuel Suppliers", iniciativa que agrupa a empresas de Brasil, El Salvador y Estados Unidos; inauguró su destilería, con capacidad de 700 m^3/día de bioetanol anhidro, en Acajutla (Sonsonete) para procesar bioetanol hidratado importado que inicialmente importado desde la China y vender a un grupo de

petroleras de Hawai, mensualmente se esperan despachar 15 millones de litros de bioetanol anhidro para fines energéticos (Góes, 2006). La clara potencialidad de estos países como productores de bioetanol, hace suponer que en el corto plazo, que ellos mismos incorporen los biocombustibles en sus respectivas matrices energéticas.

En noviembre de 2005, el gobierno de **Jamaica** asumió el desafío de construir una industria nacional del bioetanol carburante, asociando la refinería estatal Petrojam con la compañía brasileña Coimex para construir una planta de bioetanol de 182 millones de litros de capacidad. En efecto, Jamaica se ha impuesto como objetivo sustituir completamente, para el año 2008, el uso del Eter de Metil Butil Terciario (MTBE) por bioetanol como aditivo del carburante, ya que actualmente el MTBE constituye el 10% de la gasolina utilizada en el país. En agosto de 2006, la empresa Jamaica Broilers Group anunció un plan de 1.100 millones de dólares jamaiquinos para la construcción, en la localidad de Port Esquivel, de una nueva planta de deshidratación para producir bioetanol a partir de la caña de azúcar. La planta producirá 240 millones de litros de bioetanol y debería comenzar sus operaciones en mayo de 2007; muy probablemente el ingenio utilizará tecnología brasilera, aprovechando el préstamo blando del Gobierno de Brasil a Jamaica (100 millones de dólares de Estados Unidos) orientado a facilitar la importación de maquinaria y equipamiento brasileros para la agricultura cañera local.

En **Guyana** se pretende diversificar la agroindustria cañera hacia la fabricación de bioetanol. Estudios de la empresa azucarera estatal Guaysuco indican que mediante la modernización de dos ingenios se podría alcanzar una producción de 11 millones de litros de biocombustible a costos competitivos, volumen suficiente para una mezcla de 10% en toda la gasolina consumida en el país (Davis, Stuart y Bhim, 2005). También en Guyana se plantea la utilización de la patata como materia prima para bioetanol, mediante tecnología innovadora.

En **Paraguay** el bioetanol es utilizado regularmente desde hace mucho tiempo como combustible puro o en mezclas con gasolina, con las especificaciones para el bioetanol anhidro e hidratado definidas por la Norma Paraguaya PNA 025 de 1980. El Ministerio de Industria y Comercio se encarga de ajustar el contenido de biocombustible de acuerdo con las disponibilidades y precios relativos. Así, mediante la Resolución 153 de marzo de 1999 se estableció un contenido de 17% de bioetanol en todas las gasolinas, valor reducido a 6% por la Resolución 119 de marzo de 2001 y nuevamente elevado en mayo de 2006 por la Resolución 248, que define contenidos de 24% y 18% de bioetanol respectivamente en la gasolina regular y la gasolina súper (MIC, 2006a).

Apuntando a una rebaja en los precios de la gasolina, el gobierno paraguayo autorizó a partir de 2004 la distribución de la "gasolina económica", con un contenido mínimo de 18% de biocombustible. Actualmente, la Destilería de Troche produce anualmente cinco millones de litros de bioetanol para mezcla con gasolina. Según las estadísticas oficiales, además del bioetanol anhidro mezclado con la gasolina, existe un pequeño consumo de bioetanol hidratado, el cual representaba cerca de 651 mil litros en 2004 y 211 mil litros en 2005 (MIC, 2006b), con tendencia al alza debido a la proliferación de vehículos "flex-fuel" (Motor, 2006).

En el plan de acción del Ministerio de Industria y Comercio se presenta el programa "Mezcla Sostenible", que apunta a la expansión de la actual capacidad de producción de bioetanol anhidro, mediante la articulación del gobierno y cuatro destilerías, con el objeto de "consolidar la comercialización de las "alconaftas" con mezcla de bioetanol de producción netamente nacional, en forma sostenible y sustentable". La meta fijada es lograr que en 2007 el porcentaje de mezcla llegue y se estabilice a 20%, haciéndolo no dependiente de la época de zafra (MIC, 2006c). Con ese propósito, se estima que serían necesarios 45,1 mil m^3 de bioetanol y un área cultivada de caña de 8.631 hectáreas. Como un marco importante, en 2005 se aprobó la Ley 2748 de Fomento de los Biocombustibles, que asociada a los reglamentos y normas de calidad ya establecidos,

proporciona las condiciones para implementar el Programa de Producción de Biocombustibles 2006-2008, con líneas de apoyo a los productores y con objetivos energéticos, sociales y ambientales.

En el año 2003 se promulgó en el **Perú** la Ley No. 28054 "Promoción del Mercado de Biocombustibles", cuyo objeto fue establecer el marco general para promover el desarrollo de los biocombustibles. En base a la filosofía de la ley, este mercado se debe basar en la libre competencia y el libre acceso de la actividad económica. El objetivo del dispositivo legal es diversificar el mercado de combustibles, fomentar el desarrollo agropecuario y agroindustrial, disminuir la contaminación ambiental y ofrecer un mercado alternativo en la lucha contra las drogas.

Posteriormente, en el 2005 mediante Decreto Supremo No. 013-2005-EM, se aprobó el Reglamento de la Ley, que establece que el porcentaje de mezcla de alcohol carburante en las gasolinas será de 7,8%. Señala asimismo que las mezclas deberán realizarse en las Plantas de Abastecimiento autorizadas y establece un cronograma para la aplicación tanto del alcohol carburante en las gasolinas como la aplicación del biodiesel a nivel nacional. Actualmente no se ha iniciado la comercialización de biocombustibles a escala comercial (los proyectos que se están ejecutando son de tipo piloto), debido principalmente a que no existen normas técnicas para biocombustibles. Para obviar este problema, el Gobierno ha instituido una comisión encargada de elaborar Normas Técnicas peruanas para biocombustibles.

En **República Dominicana** el uso energético del bioetanol se planteó hace décadas. De hecho, en el año 1949 se creó la Ley 2071 del Bioetanol, pero sin muchos resultados. También en leyes posteriores relacionadas con energía, como la Ley de Hidrocarburos y de Electricidad, se buscó crear algunos incentivos para el desarrollo de fuentes renovables de energía, pero éstos no han sido suficientes. Finalmente, en el año 2002 se emitió el Decreto 732-02, para fomentar la producción y uso de ese bioetanol carburante. En las condiciones actuales, el consumo anual de gasolina es 1.178 mil m^3 y para una mezcla con 5% de bioetanol harían falta 61 mil m^3 de bioetanol, que a su vez necesitarían cerca de 20 mil hectáreas de caña (CNE, 2006), véase Cuadro siguiente.

Cuadro 7
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BIOETANOL EN REPÚBLICA DOMINICANA

Año	*Consumo De Gasolina*	*Bioetanol en la Mezcla*	*Consumo de Bioetanol*
2006	1.226	5	61
2007	1.178	12	141
2008	1.178	16	189
2009	1.178	19	224
2010	1.178	22	259

Fuente: CNE, 2006.

En la actualidad los cañaverales dominicanos ocupan cerca de 350 mil hectáreas y se estima que podrían ser incorporados para cultivos de biocombustibles, sin competir con tierras agrícolas destinadas a la producción de alimentos ni con reservas forestales, cerca de 200 mil hectáreas; es decir que en principio existen plenas posibilidades de producir localmente una fracción relevante del consumo de combustible. En el Cuadro anterior se presenta la evolución a futuro del contenido de bioetanol, que podrá llegar a 22% en 2010, afectando directamente las necesidades de bioetanol y de importación de gasolina (CNE, 2006).

En **Uruguay** se pretende establecer un marco legal para progresivamente introducir los biocombustibles en la matriz energética del país. Se proyecta alcanzar el 5% de bioetanol en la gasolina hasta el año 2015, debiendo emplearse básicamente la caña como materia prima (Triunfo y Larrosa, 2006).

A fines de 2005, el presidente de **Venezuela** anunció que destinaría más de 900 millones de dólares durante los próximos cinco años a la producción de bioetanol, usando el biocombustible como sustituto de los aditivos contaminantes de la gasolina y alcanzando una producción de 4 mil m3 al día antes de 2010 (América Economía, 2006). De acuerdo con otras fuentes, la empresa PDVSA construirá 15 centrales azucareras para la producción de bioetanol, con la expectativa de crear más de un millón de empleos directos e indirectos. Los proyectos del estado de Guárico, donde será necesario cultivar 17 mil hectáreas están más adelantados (ABN, 2006). Como un hecho concreto, la petrolera estatal venezolana empezó en agosto de 2005 a efectuar la mezcla de bioetanol importado de Brasil en las gasolinas distribuidas en la región oriental del país, utilizando la terminal portuaria de Puerto La Cruz para recibir cerca de 20 mil m3 mensuales de producto, luego transportado hasta los terminales de San Tomé, Maturin, Puerto Ordaz y Ciudad Bolivar, a través de 590 km. de poliductos (PDVSA/Petrobras, 2005).

Como se observa en los párrafos anteriores, el bioetanol ya es una realidad en varios países de la región latinoamericana, presentando diversificados objetivos, diferentes estructuras productivas y escalas, pero básicamente utilizando caña de azúcar o mieles como materia prima y en todos los contextos comentados, con perspectivas de expansión.

Con el objeto de evaluar de un modo comparativo y muy preliminar la **potencialidad de los países de la región de producir bioetanol** (en términos de disponibilidad de tierras y de dimensión de la industria azucarera), se tomaron los datos de superficie total, superficie plantada de caña, producción de azúcar (FAOSTAT, 2006) y demanda de gasolina (valores para 2004, OLADE, 2006), efectuándose las siguientes estimaciones:

- producción de bioetanol y porcentual de bioetanol requerido para una mezcla en 10% en la gasolina mediante la conversión de melazas agotadas, considerando una productividad de 78 litros de bioetanol por tonelada de azúcar producida (a partir de 8,8 litros de bioetanol y 112 kg. de azúcar por tonelada de caña procesada),
- superficie necesaria (en hectáreas y relativamente a actual superficie cultivada en caña y a la superficie agrícola) para promover una mezcla de 10% de bioetanol en la gasolina, considerando conservadoramente una productividad de 75 toneladas por hectárea y una conversión de 80 litros de bioetanol por tonelada de caña, correspondientes a 6.000 litros de bioetanol por hectárea.

Brasil fue excluido de este análisis dado que ya ha implementado un amplio programa de producción y uso de bioetanol, inclusive bioetanol puro, Los resultados pueden ser apreciados en el Cuadro siguiente, en el que se consideraron los países con más de mil hectáreas cultivadas con esa materia prima.

Como se observa, en promedio para la región, para una mezcla de 10% de bioetanol en la gasolina, se podría satisfacer el requerimiento de biocombustible en un 35% mediante el uso de las melazas existentes o alternativamente, incrementándose en 22% la actual superficie cultivada con caña, lo que significa cerca de 0,4% de la superficie agrícola en producción.

Cuadro 8

POTENCIAL DE CONVERSIÓN DE MELAZAS Y REQUERIMIENTOS DE ÁREA CULTIVADA PARA PRODUCCIÓN DE BIOETANOL PARA ATENDER DEMANDA DE GASOHOL CON MEZCLA 10%

País	Datos				Valores calculados					
	Demanda de gasolina SIEE/OLADE, 2004	***Área cultivada en caña FAOSTAT, 2005***	***Área agrícola FAOSTAT, 2005***	***Producción de azúcar FAOSTAT, 2005***	***Demanda de bioetanol para E10***	***Oferta de bioetanol de las melazas agotadas***	***Oferta de bioetanol de las melazas agotadas***	***Área de caña para atender la demanda de bioetanol (jugo directo)***		
	mil m^3	mil ha	mil ha	t	mil m3	mil m3	% de la demanda	mil ha	% actual área en caña	% de la superficie agrícola
Argentina	4.911,1	305	128.747	2.217.670	491,1	173,0	35	81,9	27	0,1
Barbados	124,4	8	19	36.325	12,4	2,8	23	2,1	26	10,9
Bolivia	763,4	105	37.087	433.615	76,3	33,8	44	12,7	12	0,0
Colombia	4.937,0	432	45.911	4.145.833	493,7	323,4	66	82,3	19	0,2
Costa Rica	855,1	49	2.865	391.500	85,5	30,5	36	14,3	29	0,5
Cuba	707,2	400	6.655	2.204.700	70,7	172,0	243	11,8	3	0,2
Republica Dominicana	1.423,3	130	3.696	496.632	142,3	38,7	27	23,7	18	0,6
Ecuador	1.471,1	74	8.075	462.303	147,1	36,1	25	24,5	33	0,3
El Salvador	600,2	57	1.704	542.500	60,0	42,3	70	10,0	18	0,6
Guatemala	1.071,7	186	4.652	1.845.600	107,2	144,0	134	17,9	10	0,4
Guyana	130,0	49	1.740	302.378	13,0	23,6	181	2,2	4	0,1
Haití	288,0	18	1.590	26.200	28,8	2,0	7	4,8	27	0,3
Honduras	457,2	76	2.936	337.728	45,7	26,3	58	7,6	10	0,3
Jamaica	699,8	40	513	153.542	70,0	12,0	17	11,7	29	2,3
México	39.455,3	639	107.300	5.708.240	3.945,5	445,2	11	657,6	103	0,6
Nicaragua	248,9	45	6.976	461.810	24,9	36,0	145	4,1	9	0,1
Panamá	576,7	37	2.230	158.778	57,7	12,4	21	9,6	26	0,4
Paraguay	202,5	74	24.836	170.000	20,3	13,3	65	3,4	5	0,0
Perú	1203,6	58	21.210	1.004.813	120,4	78,4	65	20,1	35	0,1
Surinam	106,5	3	89	5.000	10,6	0,4	4	1,8	59	2,0
Trinidad T.	493,1	13	133	67.607	49,3	5,3	11	8,2	63	6,2
Uruguay	290,1	3	14.955	8.994	29,0	0,7	2	4,8	147	0,0
Venezuela	12.700,6	130	21.640	751,000	1.270,1	58,6	5	211,7	163	1,0
Total	**73.716,9**	**2.618,6**	**316.793**	**19,678,7**	**6.868,1**	**1.534,9**	**22**	**1.144,7**	**44**	**4,0**

Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo elaborado por Luiz Augusto Horta en base a datos FAOSTAT y SIEE/OLADE (2006)

En el cuadro anterior se puede apreciar la diversidad de situaciones entre los países. Así, Cuba, Guatemala, Guyana y Nicaragua presentan elevadas disponibilidades potenciales de producción de bioetanol a partir de las melazas, superiores a las necesidades correspondientes a una mezcla de 10% en la gasolina. En el otro extremo, en Haití, Surinam, Uruguay y Venezuela la dimensión de la agroindustria cañera no alcanza a producir ni el 10% de las necesidades de bioetanol bajo el esquema considerado. Desde el punto de vista de las disponibilidades de tierra, la situación puede ser considerada aparentemente casi sin restricciones, pues a excepción de Barbados, Jamaica, Trinidad y Tobago, Surinam y Venezuela, con menos de 1% de la superficie agrícola de los países sería posible producir bioetanol suficiente para la mezcla en 10%.

Para tener una idea de las inversiones asociadas a la producción de bioetanol y considerando como unidades agroindustriales destilerías autónomas con 450 m^3/día de capacidad, con inversiones unitarias industriales de 50 millones de dólares, 210 días/año y con un 86% de aprovechamiento del tiempo, procesando 1 millón de toneladas de caña por zafra y produciendo 80.000 m^3 de bioetanol anhidro, sería posible estimar una inversión total de 6.500 millones de dólares para satisfacer la necesidad de bioetanol suficiente para promover una mezcla de 10% de biocombustible en toda la gasolina consumida en esos países.

Las inversiones requeridas para el desarrollo productivo de los cañaverales podrían ser estimadas en aproximadamente 3.250 millones de dólares, lo cual significa un total de 9.850 millones de dólares para una producción renovable de bioetanol equivalente a 65,4 millones de barriles de petróleo por cada año. Considerando para la gasolina el valor ya referido anteriormente de 0,45 dólares/litro, estas unidades reducirían en 4.600 millones anuales la demanda de divisas con la importación de combustibles, practica corriente en casi todos los países estudiados. Además, cabe recordar que esas unidades producen electricidad y vapor a partir del bagazo disponible, sin necesitar de aportes energéticos externos y con la posibilidad de generar anualmente 5.196 GWh como excedentes de los sistemas de cogeneración.

Finalmente, se observa que prácticamente todos los países de la región son productores de azúcar de caña con agroindustrias importantes para la fabricación de azúcar y destilados, de manera que la producción de bioetanol no representaría una innovación o un salto tecnológico relevante y efectivamente las perspectivas para la producción local de este biocombustible pueden ser consideradas promisorias.

III.2 Biodiesel: experiencias en países de América Latina y el Caribe

Mientras la producción y uso del bioetanol combustible presentan un desarrollo casi secular en la región, sólo apenas recientemente fueron implementadas iniciativas para la progresiva adopción del biodiesel en algunos países latinoamericanos. Genéricamente, el biodiesel es el producto del proceso de transesterificación de aceites vegetales u otros materiales grasos como sebo bovino. En ese proceso, el aceite es mezclado con cerca de 10% de alcohol (metílico o etílico), en presencia de un catalizador alcalino, ocurriendo la separación de la glicerina y convirtiendo los ácidos grasos de la materia grasosa en ésteres con densidad, viscosidad e índice de cetano semejantes al diesel mineral. El biodiesel es apropiado para uso puro o en mezclas con diesel mineral en motores de ciclo Diesel, que no necesitan ser adaptados para utilizar el biocombustible.

Las perspectivas de producción de biodiesel han motivado a instituciones y empresas en muchos países, que consideran que esa alternativa energética podrá consolidarse como un biocombustible ampliamente adoptado por el mercado, de alguna manera reproduciendo el recorrido del bioetanol en las últimas décadas. Especialmente en América Latina, contribuye para esta visión los indudables potenciales regionales para la producción de cultivos oleaginosos y el

impacto del alza de precios de los combustibles derivados del petróleo, generalmente importados. A continuación se presenta una revisión de los programas de promoción de biodiesel actualmente en desarrollo en la región, y se detallan en algunos casos los aspectos económicos y tecnológicos más relevantes asociados a éstos.

Argentina, uno de los más importantes productores mundiales de semillas oleaginosas, lanzó recientemente un programa para estimular la producción y utilización de ese biocombustible, con plazo y metas definidas para la mezcla obligatoria. La soya y el girasol ocupan grandes extensiones de tierra de buena productividad y la industria aceitera argentina es estructuralmente exportadora, destinando al mercado mundial alrededor del 90% de su producción, con una capacidad instalada para procesar 150 miles de toneladas por día. Entre los beneficios esperados mediante ese biocombustible, se destacan la reducción de las emisiones contaminantes y la generación de empleos (SAGPA, 2006).

Anteriormente a la Ley 26093 de 2005, ya mencionada para el bioetanol y que creó el "régimen de promoción para la producción y uso sustentable de biocombustibles", mediante la Resolución 1156 de 2004, se lanzó el Programa Nacional de Biocombustibles, resaltando las expectativas con el biodiesel y promoviendo la articulación institucional tendiente a reforzar la investigación y desarrollo de inversiones. Con la Ley 26093 se estableció como meta mezclar el 5% de biodiesel en el diesel derivado de petróleo en el año 2010, con la reglamentación de un régimen de tributación favorable como la exención del impuesto a la transferencia de los combustibles (ITC) al biodiesel por 10 años, mediante el Decreto 1396/2001; y la creación de una institución gestora del programa, tal como se mencionó al comentar el desarrollo del bioetanol en Argentina.

La especificación del biodiesel en Argentina está definida desde 2001 por las Normas del Instituto Argentino de Normalización (IRAM - Establecimiento de los requisitos y métodos de ensayo para el biodiesel, comercialización y suministro en Argentina) y por la Resolución N° 129/2001 de la Secretaría de Energía y Minería. El bioetanol deberá ser el alcohol empleado en las diversas plantas que se prevé estarán operando en los próximos años.

La compleja cuestión de definir las materias primas de referencia no parece totalmente decidida, porque se pretenden promover simultáneamente diversos cultivos, pero los estudios están básicamente orientados a la soya y en segundo lugar, al girasol. El Cuadro siguiente muestra los cultivos en consideración y sus principales parámetros para la producción de biodiesel. Importante observar que en esa tabla se presenta como balance energético la diferencia entre la producción de biodiesel y la demanda de diesel en las actividades agrícolas, sin considerar los costos energéticos indirectos, el trasporte y el procesamiento, que pueden representar parcelas muy elevadas en los costos energéticos totales. Por los valores indicados, la soya, para la cual se consideró cultivo directo, es la materia prima de más baja productividad energética y con el balance energético menos interesante.

Cuadro 9
INDICADORES DE LAS MATERIAS PRIMAS PARA BIODIESEL EN ARGENTINA

Cultivo	*Rendimiento (kg/ha)*	*Aceite en la semilla (%)*	*Rendimiento en biodiesel (litros/ha)*	*Balance energético (litros/ha)*
Jatropa	2.500	55	1.419	1.369
Ricino	2.500	48	1.239	1.187
Colza	2.400	47	1.164	1.115
Girasol	1.950	40	805	754
Soya	2.700	18	502	477

Fuente: SAGPA, 2006.

Según los estudios que apuntan al cumplimiento de la meta, en 2010 la demanda de diesel en Argentina deberá estar cerca de 13,7 millones de m3, lo cual implica una demanda de 685 millones de litros de biodiesel, cerca de 600 millones de toneladas de ese biocombustible, resultantes del procesamiento anual de 3,5 millones de toneladas de granos (9% de la producción argentina), cosechadas en cerca de 1.300 mil hectáreas de soya (SAGPA, 2006). Con relación a las inversiones, considerando una inversión de 8 millones de dólares para una unidad agroindustrial con capacidad de 40.000 toneladas por año de biodiesel, serían necesarios aproximadamente 18 plantas, correspondientes a una inversión industrial de 144 millones de dólares (SAGPA, 2006).

Desde 1920 surgieron iniciativas para promover en **Brasil** el empleo de aceites vegetales en motores Diesel, con resultados limitados. Los programas más importantes, propuestos casi simultáneamente con la adopción del bioetanol, fueron el Pro-óleo y el Programa OVEG en 1980, igualmente sin avances. En 2002 el tema fue retomado y se constituyó la "Rede de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico" (PROBIODIESEL), coordinada por el Ministerio de Ciencia e Tecnología, que empezó a articular intereses y discutir la especificación del biodiesel para Brasil. En este país es importante encontrar sucedáneos renovables para el diesel, ya que este combustible es el más consumido entre los derivados del petróleo. Su demanda es de aproximadamente 36 millones de m^3 por año; cerca del 10% de ese volumen, es importado y se utiliza básicamente en el sector de transporte (80%) y la generación eléctrica en sistemas aislados, generalmente en la Amazonia (MME, 2006).

En noviembre de 2003 el gobierno brasileño lanzó el "Programa de Biodiesel", con metas de producción y estímulos a los pequeños productores. La ANP, Agencia Nacional do Petróleo (actualmente Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) definió en 2004 la especificación del biodiesel (Resolução ANP 42/2004), reglamentando su producción y comercialización. Mediante la Ley 11.097/2005 se estableció la obligatoriedad de adicionar el porcentual mínimo de 2% de biodiesel al diesel comercializado a partir de 2008 en todo el pretendiéndose alcanzar 5% en el año 2013. Además, mediante legislación subsiguiente, se establecieron las etapas para la inserción de este biocombustible y los mecanismos de soporte, básicamente favoreciendo la producción agrícola a escala familiar y las regiones menos desarrolladas (Norte y Nordeste), véase cuadro siguiente.

Cuadro 10
TRIBUTOS FEDERALES INCIDENTES SOBRE BIODIESEL EN BRASIL

Caso	*Diesel derivado de petróleo*	*Biodiesel en general*	*Biodiesel de ricino o palma en N/NE*	*Biodiesel de materias primas con Estampilla de Combustible Social*	*Biodiesel de ricino o palma en N/NE y Estampilla de Combustible Social*
Coeficiente de Reducción	0,0000	0,6763	0,775	0,896	1,000
Tributos (R$/$m^3$)	673,33	217,96	151,50	70,03	0,0

Fuente: Abreu y Guerra, 2006.

En Brasil, los estados de la federación tributan adicionalmente el diesel con IVA, en aproximadamente 0,244 reales/litro, pero como estímulo fiscal adicional, ese tributo sobre el biodiesel está en proceso de disminución. Cuando el productor de biodiesel utiliza materia prima de producción familiar, se habilita a recibir la "Estampilla de Combustible Social", según reglas del Ministerio de Desarrollo Agrario.

Para el biodiesel con esa característica, el gobierno anticipó la meta de obligatoriedad para inicios de 2006, de acuerdo con las disponibilidades del producto, a ser ofertado en licitaciones promovidas por la ANP, que definió el precio máximo de referencia y la cantidad a ser comercializada para los productores de diesel, que aseguran contratos de compra de biodiesel para mezclar en el producto que deben distribuir. Fueron promovidas cuatro licitaciones; una síntesis de los resultados se presenta en el cuadro siguiente, (Ardenghi, 2006).

Cuadro 11
RESULTADOS DE LAS LICITACIONES DE BIODIESEL DE LA ANP

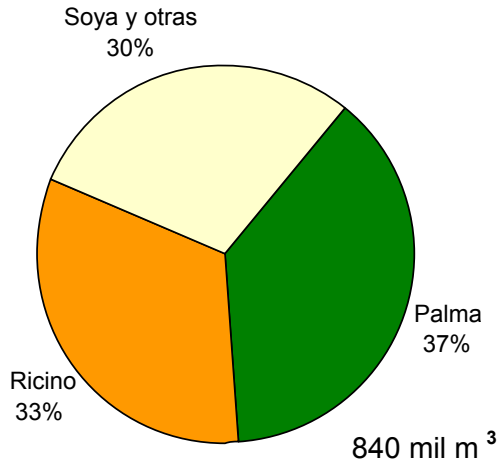
Fecha	*Volumen comercializado (m^3)*	*Precio promedio ($R\$/m^3$)*	*Plazo de entrega*
21/11/05	70.000	1904,84	2006
30/03/06	170.000	1859,65	2006/2007
11/07/06	50.000	1753,79	2007
12/07/06	550.000	1746,66	2007

Fuente: Ardenghi, 2006.

El volumen de biodiesel comprometido en las licitaciones de la ANP alcanza aproximadamente la demanda estimada para 2007 considerando la meta de 2% en la mezcla (cerca de 800 millones de litros de biodiesel), pero hay fundadas dudas de que difícilmente esas entregas se realicen efectivamente. Considerando la distribución regional de las propuestas ganadoras en las licitaciones y los cultivos de mayor aptitud para cada región, así como la importancia concedida a los productores con Estampilla Social, se estima que el 33% de la oferta potencial de biodiesel considere el ricino como materia prima.

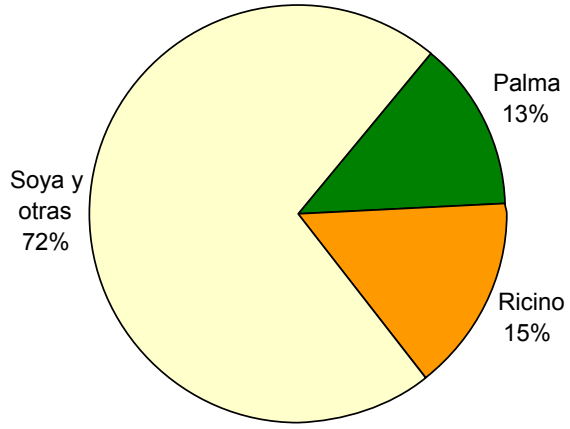
Así, una parte importante de la producción de biodiesel está basada en un cultivo que actualmente es muy restringido y en la producción a escala familiar, que dependen de la formación de las plantaciones y para la cuales los mecanismos de extensión y soporte tecnológico están todavía en implementación. Además, como se verá a continuación, la mayoría de las plantas de procesamiento para producción la de biodiesel están aún en proyecto. No obstante, es notable la forma en que los precios del biodiesel fueron bajando, llegando a cerca de 0,79 dólares/litro en la última licitación

Gráfico 18
DISTRIBUCIÓN DE LA OFERTA DE BIODIESEL
POR MATERIA PRIMA EN LAS LICITACIONES DE ANP



Fuente: estimado, Ardenghi, 2006.

GRÁFICO 19
DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD AUTORIZADA
DE PRODUCCIÓN DE BIODIESEL POR MATERIA PRIMA EN BRASIL



Fuente: ANP, julio de 2006.

La capacidad de producción de biodiesel, autorizada por la ANP hasta julio de 2006, es de 185 millones de litros anuales (considerando una operación de 300 días por año), como se presenta en el cuadro siguiente. Sin embargo este número refleja poco la intensa dinámica de los procesos de autorización en análisis, cerca de 29 nuevas unidades (Ardenghi, 2006); tampoco indica la capacidad de producción efectivamente disponible, ya que gran parte de esas plantas está todavía en implementación. Se estima que la actual capacidad de producción anual de biodiesel en Brasil será de 60 millones de litros, con posibilidades de superar los 1.200 millones

de litros en el año 2010 (Khalil, 2006) y expectativas de inversiones de 195 millones de dólares en ese período (Abreu, 2006).

Cuadro 12
CAPACIDAD AUTORIZADA DE PRODUCCIÓN DE BIODIESEL EN BRASIL

Empresa	*Localidad*	*Capacidad autorizada (m^3/día)*	*Capacidad anual estimada (mil m^3/año)*	*Materia prima predominante*
Soyminas	Cássia/MG	40	12	soya
Agropalma	Bélem/PA	80	24	palma
Brasil Biodiesel	Teresina/PI	2	0,6	ricino
Biolix	Rolândia/PR	30	9	soya
Brasil Biodiesel	Floriano/PI	90	27	ricino
NUTEC	Fortaleza/CE	2,4	0,72	ricino
Fertibom	Catanduva/SP	20	6	soya
Renobras	DomAquino/MT	20	6	soya
Granol	Campinas/SP	133	39,9	soya
Granol	Anápolis/GO	200	60	soya

Fuente: ANP, 2006.

Se implementó una sistema de monitoreo de la calidad del biodiesel y según las evaluaciones de la ANP, todo el producto entregado al mercado hasta el momento cumplió con las especificaciones. Además, como el biodiesel aporta ventajas tributarias, la ANP implementó un sistema de marcación de este biodiesel, utilizando un trazador químico para comprobar de modo expedito si el diesel está o no mezclado con el biocombustible (Souza, 2006). Las empresas distribuidoras muestran interés en ofrecer el biodiesel a sus clientes, en la medida en que eso crea un diferencial comercial positivo, principalmente por su impacto ambiental (ALESAT, 2006).

La amplia gama de posibilidades de cultivos oleaginosos en Brasil, así como en el caso argentino, pone en evidencia la cuestión clave de la definición de las mejores alternativas para producir biodiesel. En el cuadro siguiente, se presentan, desde una perspectiva brasileña, las productividades de biodiesel por superficie cultivada para un grupo de cultivos, donde se observa la significativa variación existente que, tarde o temprano, orientará la producción hacia las materias primas más eficientes. Para dar una idea de la importancia de este tema, para satisfacer la demanda de biodiesel prevista para una mezcla en 5% en el presente consumo de diesel en Brasil, cerca de 5.000 millones de litros de biocombustible, serían necesarios 3,3 millones de hectáreas de soya, 2 millones de hectáreas de ricino y 0.4 millones de hectáreas de palma (Horta Nogueira, 2005).

Cuadro13
CULTIVOS OLEAGINOSOS DE INTERÉS INMEDIATO PARA BIODIESEL EN BRASIL

Cultivo	*Productividad en aceite (t/ha/año)*	*Requerimiento de área de cultivo para producir 1 t de aceite (ha)*
Ricino	0,7	1,43
Soya	0,6	2,00
Maní	0,7	1,43
Babassu	0,12	8,33
Palma	5,0	0,20

Fuente: Rocha, 2005.

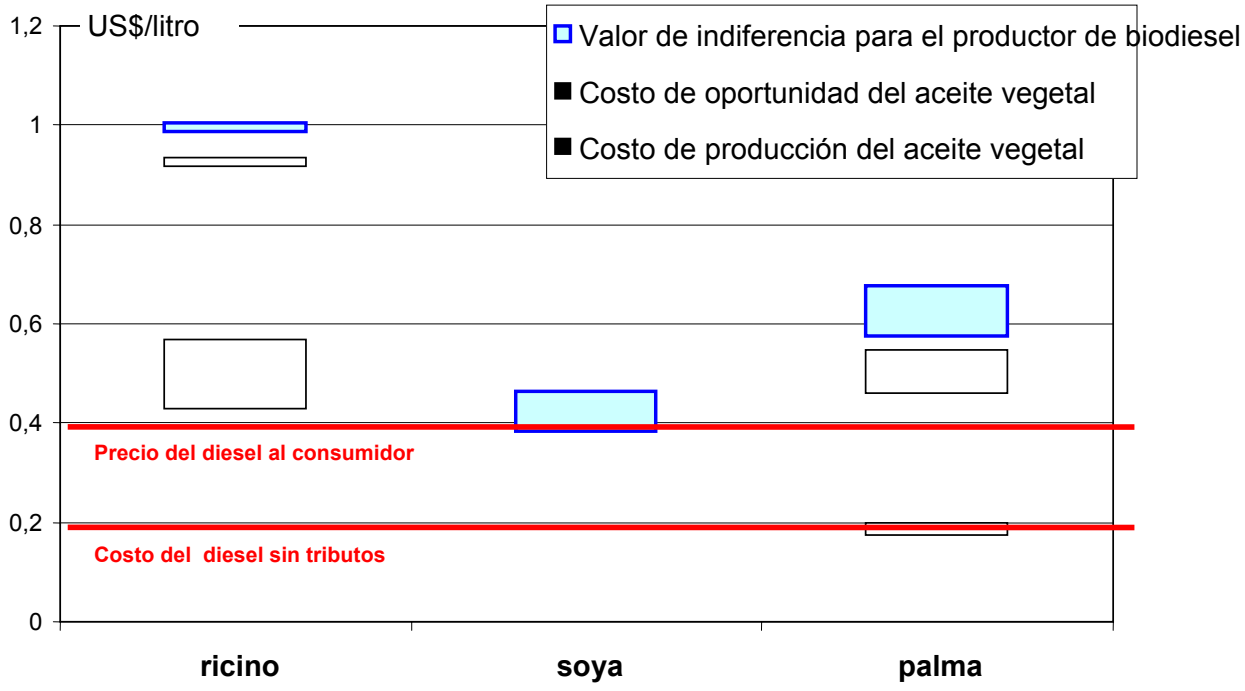
Con relación a los costos de biodiesel en Brasil, se constata que más aún que para el bioetanol, la materia prima (como el aceite) representa el costo predominante, llegando al 85% del costo final del biocombustible (CGEE, 2005). Así, comprensiblemente, los estudios de costos

para las condiciones observadas en Brasil dan cuenta de la existencia de una fuerte especificidad en función de la materia prima y de la región de producción. Por ejemplo, para el biodiesel de soya, los costos de producción para los cultivos de São Paulo y Paraná varían entre 300 y 380 dólares/m^3 y para el Brasil central, entre 770 a 830 dólares/m^3, mientras para el ricino se estiman costos de aproximadamente 800 US$/m3 (Rocha y Cortez, 2005).

Naturalmente, estos costos de producción del biodiesel deben ser comparados con los costos de oportunidad de otros productos que se pueden obtener a partir de las mismas materias primas; y de la misma manera, deben ser cotejados con los precios de mercado para el biodiesel, siempre teniendo en cuenta los tributos y la remuneración por eventuales co-productos (by-products), como es el caso de las tortas de contenido proteico para uso en alimentación animal.

Un ejercicio sobre la competitividad del biodiesel de diferentes materias primas en las condiciones brasileñas indicó que el ricino presenta bajo atractivo, mientras la palma muestra una competitividad marginal, exactamente debido a sus costos de oportunidad significativamente inferiores, tal y como indica el gráfico siguiente. No se presentaron datos de costos de producción del biodiesel de soya por su clara dependencia de los precios de la torta (CGEE, 2005).

Gráfico 20
COMPETITIVIDAD DEL BIODIESEL PARA DIFERENTES MATERIAS PRIMAS



Fuente: CGEE, 2005.

En **Colombia**, a partir de la Ley Nº 939 de 2004 -por medio de la cual: "..se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel y se dictan otras disposiciones.."- se formalizó el interés en ese biocombustible, se promovió la exención de tributos y se constituyó una Mesa Nacional de Biocombustibles para trabajar de manera conjunta entre las instituciones públicas y privadas con experiencia y/o interés

en el desarrollo del biodiesel, buscando además definir y desarrollar las estrategias técnicas, económicas, regulatorias, logísticas y ambientales necesarias para promover sustentablemente el biodiesel en Colombia.

Como otra medida importante, por la Resolución 181780 de 2005 se estableció una señal de precios, basada en los costos de las materias primas y la garantía de compra por parte de los distribuidores de diesel para una mezcla al nivel de 10%, como una forma de asegurar la recuperación de las inversiones. Se pretende que el programa se inicie, "a más tardar en junio de 2008" (UPME, 2006). Se estima que para introducir el 10% de biodiesel en el mercado colombiano se requiere cerca de 300 mil toneladas anuales de aceite de palma, cifra cercana al 50% de la actual producción nacional, requiriéndose cerca de 100 miles de hectáreas cultivadas en palma africana y generando más de 100 mil empleos entre directos e indirectos. En un estudio de factibilidad para una planta con capacidad de 150 mil toneladas anuales que se instalará en Barrancabermeja, las inversiones fueran estimadas en 16 millones de dólares, resultando para una materia prima (aceite de palma) a 320 dólares/t, un precio de biodiesel de 1,25 dólares/litro al productor (Cala Hederich, 2003).

Mediante el Decreto Nº 31818-MAG-MINAE de 2003, el gobierno de **Costa Rica** creó una Comisión Técnica que agrupa a públicas (MAG, MINAE y RECOPE) y privadas (CANAPALMA, industria de la palma aceitera y oleoquímica) para formular, identificar y diseñar estrategias para el desarrollo del biodiesel, la cual proveerá la legislación necesaria "si los resultados de los estudios fueran positivos" (Musmanni, 2006). En un estudio sobre la oportunidad del biodiesel de palma, se determinó un bajo interés del público, fuertemente dependiente de los precios del diesel convencional, siendo decisiva para la factibilidad la consideración de las externalidades positivas del biodiesel. Por ejemplo, para las condiciones medias del escenario de referencia de un proyecto tipo en Costa Rica, sin las externalidades la TIR se estimó en -1,41%, mientras que con su inclusión, resultó 41,3% (Musmanni Sobrado, 2005).

En **Honduras**, a partir de 3003, el interés en biodiesel avanzó en términos prácticos; así, en Tocoa, cerca de la costa atlántica hondureña, se instaló una planta productora de biodiesel, con 20 toneladas diarias de capacidad y planes de alcanzar 100 toneladas en corto plazo, empleando aceite de palma como materia prima. Se informó que en la unidad de producción el costo de ese biocombustible es de 0,61 dólares/litro, lo que permite que su mezcla en 5% con diesel se entregue a 0,704 dólares/litro para un grupo limitado de consumidores, que así dejan ventajosamente de pagar 0,778 dólares/litro de diesel convencional. Se trata de un proyecto piloto privado, con dimensiones limitadas, pero que está permitiendo probar, con éxito hasta ahora, la producción y utilización de un biocombustible innovador, incluso antes del cabal desarrollo del marco legal específico (CEPAL, 2006).

Quizás fue en **Nicaragua** donde el biodiesel de materias primas no convencionales tuvo un intento más avanzado en la región. En una experiencia descrita con más detalles en un trabajo anterior (CEPAL, 2004), durante el comienzo de los años noventa se desarrolló en ese país el Proyecto EMAT (Ester Metílico del Aceite de Tempate - EMAT), con apoyo del gobierno austriaco, estudios previos de factibilidad e investigación agrícola del tempate o piñón (Jatropha curcas L.), que pretendía "crear las bases para el procesamiento industrial del tempate, obteniendo diesel vegetal, reduciendo la dependencia de energía importada, economizando divisas, protegiendo el medio ambiente y generando oportunidades de trabajo" (Ocampo, 1993).

En ese proyecto se plantaron 1.013 hectáreas de tempate y se implementó una unidad procesadora de los frutos para biodiesel (con capacidad para ocho mil toneladas anuales de frutos), considerando que en el área cultivada se producirían 7,1 miles de barriles anuales de diesel, o sea, alrededor de 1.130 litros de biodiesel por hectárea. Esta producción representaría

menos del 1% del mercado de diesel y se vendería a 0,22 de dólares por litro, que era el precio mayorista del derivado de petróleo, y aseguraría un retorno mínimo al proyecto. Cabe observar que se trataba de un proyecto piloto, para investigar mejor y eventualmente fomentar una alternativa de suministro energético que podría llegar a "sustituir el 10% de las importaciones de diesel" (*Ibid*, 1993). Hubo una planificación previa del componente agrícola, con establecimiento de viveros, plantaciones y definición de un procedimiento para la cosecha. No obstante, la producción agrícola no logró estabilizarse y luego de algunos años de actividades y de un gasto de alrededor de tres millones de dólares, el proyecto se interrumpió.

Los profesionales involucrados en este proyecto, afirmaron por unanimidad que la parte industrial funcionó bien, pero que el componente agrícola falló, por una gestión inadecuada y el bajo nivel de compromiso de los productores rurales con el proyecto. La persistencia en apoyar el proyecto se justificaba por su importante impacto social, inclusive porque permitía dar trabajo a gente desmovilizada al final de la guerra civil de los ochenta. De ese modo, el modelo de producción agrícola buscó satisfacer una demanda social grave e inmediata, no priorizando la eficiencia ni tampoco estableciendo mecanismos de estímulo hacia incrementos de productividad. Lo que pretendía ser un proyecto piloto para evaluar una alternativa energética en cierto sentido se convirtió en una acción de pacificación, para la generación del bienestar social a corto plazo, más que un producto agrícola capaz de promover el desarrollo. De ahí que el otro consenso sobre el proyecto apunte a la necesidad de incrementar la escala y al nivel de tecnificación de la producción agrícola, en el caso de que se pretenda volver a producir biodiesel de tempate (CEPAL, 2004). Además, es relevante comentar que en ese entonces el precio de referencia para el diesel era significativamente inferior a los valores de los últimos años.

En **Perú**, la Universidad Nacional Agraria La Molina desarrolló en los últimos años un importante estudio sobre las variedades amazónicas de potencial aceitero, en términos de productividad y aptitud para la producción de biodiesel. Se formularon interesantes conclusiones sobre especies hasta ahora prácticamente desconocidas, y se probaron modelos de unidades de transesterificación de pequeño porte y efectuándose además pruebas de bancada en motores Diesel (Castro y otros, 2005).

En prácticamente todos otros los países de la región se observan iniciativas relacionadas con el biodiesel. Como ejemplos de la diversidad de acciones en ese sentido, en **Guatemala** la empresa Octagón informa haber plantado 2.500 hectáreas de piñón (Jatropha curcas L.), apuntando a la extracción de aceite para la producción de biodiesel (Asturias, 2006). En **Paraguay**, la Ley 2748 de 2005 aún no establece el porcentaje de mezcla de biodiesel en el diesel, pero sí ya habla de la obligatoriedad de la mezcla. En la **República Dominicana**, donde ya se cultivan más de 8 mil hectáreas de palma, se plantea expandir ese cultivo para la producción de biodiesel, estimándose que con 20% de biocombustible en el diesel, en 2010 la demanda sería aproximadamente de 265,6 millones de litros de biodiesel (CNE, 2006).

En un ejercicio preliminar sobre la **potencialidad de los países de la región de producir biodiesel**, se consideró la magnitud de la exportación de los dos productos aceiteros de mayor relevancia para la región (soya, con 18% de aceite en peso y palma, con 20% de aceite en peso), conforme a los valores observados para 2004 (FAOSTAT, 2006), ya que la exportación de alguna manera corresponde a los excedentes entre la producción y el consumo interno. Considerando una relación 1:1 entre el consumo de aceite y la producción de biodiesel y adoptando una densidad de 0.80 kg/litro, se calculó el volumen de biodiesel que podría ser producido a partir de esa exportación.

Los resultados se exponen en el cuadro siguiente para los países donde este tipo de análisis presentó resultados significativos, los cuales se indican en términos absolutos y relativos

frente al consumo de diesel efectivamente observado en esos países para ese mismo año (OLADE, 2006).

Cuadro 14

PRODUCCIÓN POTENCIAL DE BIODIESEL A PARTIR DE LA EXPORTACIÓN DE SOYA Y ACEITE DE PALMA

País	*Potencial de producción de biodiesel*	
	(mil m3)	**Porcentaje de la demanda de diesel**
Argentina	8 197,1	66
Barbados	1,5	3
Bolivia	307,5	55
Brasil	9 827,8	26
Colombia	180,8	4
Costa Rica	132,3	15
Ecuador	66,6	3
El Salvador	2,7	0
Guatemala	60,9	5
Honduras	119,6	14
México	2,2	0
Nicaragua	1,3	0
Panamá	3,1	0
Paraguay	625,6	58
Uruguay	58,8	7

Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo elaborado por Luiz Augusto Horta, en base datos FAOSTAT y SIEE/OLADE (2006).

De acuerdo con los resultados de la tabla anterior, que en resumen compara por país la magnitud de la actividad exportadora de materias primas oleaginosas y la flota consumidora de diesel, entre los países con mejores índices de disponibilidad potencial de biodiesel se destacan Argentina, Bolivia, Brasil, Costa Rica, Honduras y Paraguay, exactamente los casos donde ese tipo de producto agrícola es exportado de modo relativamente importante.

Es razonable creer que en el mediano plazo, gran parte de las cuestiones todavía pendientes sobre el biodiesel —como es el caso de la selección de las materias primas más adecuadas, la definición de los modelos productivos más eficientes y beneficiosos, así como la optimización energética y económica de la conversión agroindustrial— podrían estar oportunamente resueltos y permitirían su expansión en un marco sustentable en América Latina y el Caribe, aprovechando el importante potencial de la región para los biocombustibles.

III.3. Desafíos futuros para el desarrollo sostenible de biocombustibles en América Latina y el Caribe

El objeto principal de los párrafos anteriores de este capítulo era proporcionar un panorama de la situación de los programas de promoción del bioetanol y el biodiesel en algunos países de América Latina, añadiendo luz en lo que se refiere a las diferencias de potencial productivo y factibilidad económica entre los dos biocombustibles contemplados, que - por lo menos, a corto y medio plazo - favorecerían al primero frente al segundo.

A) Los desafíos para el bioetanol

La experiencia mundial en el cultivo de caña es importante; más de cien países la producen en este momento. Ninguno de ellos, no obstante, presenta una estructura de costes tan favorable como Brasil. Si el coste medio de producción del azucar en Brasil (en 2005) estaba en torno a los 65 dólares por tonelada, cerca de un cuarto de la producción mundial tenía un coste asociado de

entre 90 dólares y 115 dólares por tonelada (por encima de 180 dólares por tonelada en el resto de la producción mundial). Australia, por ejemplo, con un coste de proudcción del azucar cercano a los 85 dólares por tonelada - únicamente equiparable al de Brasil o Tailandia (90 dólares) - sólo conseguiría que la producción de bioetanol fuese rentable sin apoyo público con precios internacionales del petróleo en sus niveles actuales.

Pocas regiones del planeta conjugan de forma tan favorable como América Latina el potencial para la producción de bioetanol, por sus disponibilidades de suelo y clima, o por su larga tradición cañera, con la necesidad de reducir las tasas de dependencia energética, introducir combustibles renovables y menos contaminantes y, al mismo tiempo, generar empleos y dinamizar el medio rural. Así, y como demuestran las diferentes iniciativas para desarrollar programas de producción de bioetanol en los países de la región, las perspectivas para ampliar el uso de bioetanol pueden ser consideradas, cuando menos, sugerentes.

En términos generales, no se puede afirmar que existan barreras relevantes al desarrollo del bioetanol en la región, a no ser por la debilidad de la base de información sobre las ventajas, desventajas y bases de sustentabilidad de la producción de dicho biocombustible.

En efecto, la escasez de información sobre sistemas bioenergéticos y la relevancia de los requisitos de productividad agroindustrial y de un saldo energético netamente positivo explican porqué siguen adelante —algunas veces sin la justificación exigible— algunas propuestas para ejecutar programas de bioetanol basados en cultivos de bajo rendimiento energético. En consecuencia, es crucial elegir cultivos y tecnologías de conversión bajo criterios de sustentabilidad económica y ambiental y, en ese sentido, la utilización, por ejemplo, del maíz debe ser cuidadosamente considerada en América Latina y Caribe. En el contexto norteamericano, la insistencia en producir biocombustible por vías de baja productividad energética ha costado al Tesoro de los Estados Unidos 3.300 millones de dólares en subsidios directos en 2004 para viabilizar la producción (Patzek, 2005).

Es relevante, por tanto, impulsar programas informativos que apunten a la difusión de las ventajas y desventajas ligadas a la producción y uso eficiente del bioetanol, reconociendo la diversidad de visiones y objetivos de los agentes sociales y económicos, de modo que pueda alcanzarse el consenso esencial para lograr una progresiva transición de recursos energéticos primarios de origen fósil hacia recursos renovables. En todo caso, la decisión de mantener o aumentar la producción de bioetanol, para ser eficiente y sostenible, debe ser el resultado de una cuidadosa concertación de intereses, bajo la égida del bienestar de la sociedad en su conjunto.

Un elemento importante a evidenciarse es que —con excepción de Brasil— la producción a gran escala de biocombustibles sólo se ha mostrado factible, con ciertas garantías, en países eminentemente industrializados. La industria del bioetanol de Brasil es madura, con una estructura de costes muy favorable y podría expandirse notablemente en el futuro en respuesta a una demanda creciente. La cuestión clave parece ser, por lo tanto, hasta qué punto es replicable la experiencia del bioetanol en Brasil, cuestión ésta, por cierto, que está siendo analizada en Chile, por citar un ejemplo, en el momento de publicarse este documento.

En este sentido, es interesante recordar las cuestiones-clave analizadas en el documento "*Potential for biofuels for transport in developing countries*" producido por ESMAP[10] en 2005:

- ¿la industria del bioetanol (y de los biocombustibles en general) puede ser rentable financieramente sin apoyo gubernamental?
- ¿se justificaría en su caso dicha ayuda?

[10] El Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) es un esfuerzo conjunto del PNUD y el Banco Mundial, establecido en 1983. El objetivo fundamental de ESMAP es garantizar la contribución de la energía a la reducción de la pobreza y al crecimiento económico de manera ambientalmente responsable

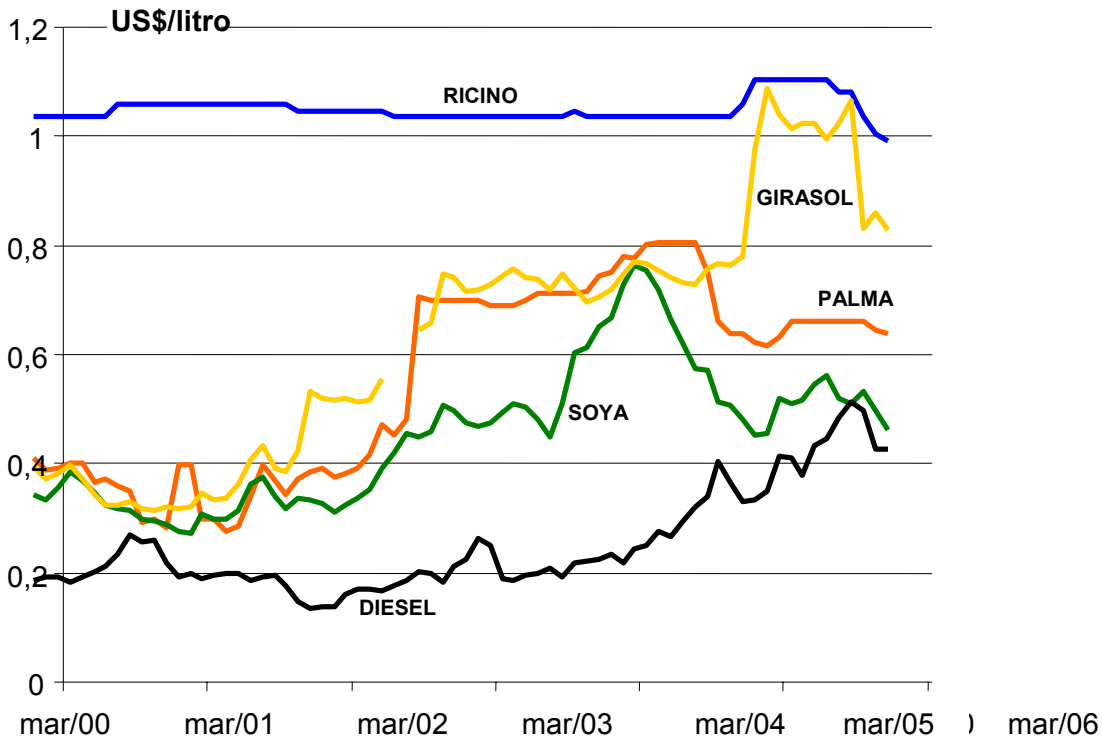
- ¿qué factores afectan a la viabilidad (financiera y económica) de los programas de producción (o expansión de la producción) del bioetanol

B) Los desafíos para el biodiesel

Por su parte, el biodiesel puede constituirse en un efectivo sustituto del diesel derivado de petróleo, pero debe comprobar todavía fehacientemente su factibilidad real, sobre todo en términos de balance energético y productividad. La experiencia europea con biodiesel se basa en políticas agrícolas difícilmente replicables en la región, con altos niveles de subsidios y barreras aduaneras elevadas. El desarrollo del bioetanol en Brasil, a lo largo de décadas, puede servir como una referencia oportuna, ya que el excesivo intervencionismo, la adopción de materias primas equivocadas, el no reconocimiento de la importancia de la integración y flexibilización en la agroindustria, o el retraso en valorizar el desarrollo agronómico, pueden representar unos interesantes contra-modelos de referencia para no repetir errores del pasado.

En términos de la rentabilidad financiera del biodiesel, es interesante analizar la evolución de los precios internacionales de los aceites vegetales y del diesel en los últimos años, traducidos en bases comparables de acuerdo a lo presentado en el gráfico siguiente. Los valores relativos al biodiesel fueron estimados con base en los precios FOB pagados al productor de aceites vegetales (ERS, 2006), considerando una densidad de 0,80 kg/litro y suponiendo que el costo del aceite representa en torno al 80% del costo total de producción del biodiesel. Para el diesel se tomaron los precios del combustible en el mercado spot de Rotterdam (EIA, 2006)

Gráfico 21
PRECIOS DE REFERENCIA PARA EL BIODIESEL DE DIFERENTES MATERIAS PRIMAS Y PARA EL "DIESEL RÓTTERDAM"



Fuente: ERS, 2006 y EIA, 2006.

Como puede observarse, los precios de los aceites se han situado sistemáticamente por encima del precio del diesel, de modo que al proponer la utilización de un aceite como combustible —más allá de garantizar que presenta costos inferiores a los precios de venta, empleando o no mecanismos de compensación, renuncia fiscal o subsidio—, es fundamental conocer si hay un uso alternativo que permita un beneficio mayor; es decir, si hay oportunidad de valorizar más el producto.

Por tanto, una posible línea de acción para determinar espacios de mejor factibilidad para el biodiesel es tratar de identificar usos de mayor valor agregado. En ese sentido, la defensa del biodiesel se centra generalmente en sus potenciales ventajas ambientales en la reducción de emisiones, apuntando a la sustitución de diesel importado, o su capacidad para dinamizar el sector agroindustrial, entre otros objetivos. Entre esos propósitos, podría ser incluido el uso del biodiesel como aditivo para mejorar la lubricidad del diesel, cada vez más comprometida por la reducción de los contenidos de azufre. Es muy posible que, comenzando mediante formas más valorizadas, su inserción en las matrices energéticas, el biodiesel podrá soportar mejor su baja competitividad frente al diesel mineral.

C) El análisis costo-beneficio: elemento clave para la valorización de los biocombustibles

No hay duda de que las variadas cuestiones presentadas en los párrafos anteriores sólo pueden analizarse con el mínimo rigor exigible en el marco de un análisis económico complejo. En este sentido, el documento ESMAP oportunamente sostiene que: "…dicho análisis no puede proporcionar una respuesta definitiva a la pregunta de si la producción a escala nacional de biocombustibles traerá o no beneficios a la sociedad. Hay grandes incertidumbres en relación con la ausencia de datos de modo que deben hacerse numerosos supuestos: los precios futuros de las materias primas de los biocombustibles y del petróleo, avances en la tecnología y un descenso de los costes de producción futuros, por citar algunos. En cualquier caso, los cálculos empleando la información disponible y supuestos razonables, harán transparentes los costes y beneficios y facilitarán un debate público sobre cómo emplear mejor estos recursos públicos…" (ESMAP, 2005).

En efecto, el análisis de la viabilidad de la producción de biocombustibles tendría que desarrollarse en el contexto de un análisis de costes y beneficios sociales (que incluya un análisis de rentabilidad financiera, un análisis de eficiencia y un análisis de equidad). Sólo en ese contexto es posible disponer de una idea clara que permita al decisor público conocer con precisión si se justifica el apoyo gubernamental en aquellas circunstancias en las que, como es previsible, la producción de biocombustibles no sea rentable sin más (incluso con altos precios del petróleo).

Eso implica establecer un marco de análisis en el que se estudien cuestiones como los beneficios para el desarrollo rural (el fortalecimiento de los derechos de propiedad, la eliminación de barreras al comercio, la inversión en educación y salud, la investigación y extensión agraria, el suministro de agua, la provisión de energía eléctrica y la mejora de la infraestructura de transporte); la integración de externalidades ambientales (como las que se derivan de emisiones evitadas de contaminantes regionales o locales y de gases de efecto invernadero); la diversificación de la matriz energética, entre otras.

En esta línea, ESMAP (2005) afirma que, incluso en presencia de rentabilidad positiva, el apoyo gubernamental a la industria emergente de producción de biocombustibles debería ser temporal, puesto que este tipo de políticas tiene un impacto importante a largo plazo en términos de eficiencia, por la distorsión en las decisiones de asignación de recursos a nivel de la economía en su conjunto.

Se entiende que para que la inversión en la industria de los biocombustibles sea sólida y beneficiosa para la sociedad en su conjunto, es imprescindible gestionar de manera adecuada la variabilidad de los precios del petróleo y de las materias primas (en competencia con la producción de alimentos), y desarrollar análisis económicos escasamente restrictivos que permitan incorporar todos los elementos de análisis relevantes. A corto plazo es posible que el bioetanol a partir de caña sea la mejor alternativa desde el punto de vista de su viabilidad comercial.

Ahora bien: la producción de caña exigiría, entre otras cosas, un importante volumen de agua así como climas tropicales. A mediano plazo la situación variará previsiblemente: cabe pensar que los costes de producción de los biocombustibles en general, y del bioetanol en particular, descenderán y es previsible que otras materias primas resulten viables. En ese terreno (y con menores requisitos respecto a condiciones climáticas o consumo de agua), es factible que mejore la rentabilidad del biodiesel. A largo plazo, resulta especialmente sugerente la irrupción de lo que se ha dado en llamar biocombustibles de "*segunda generación*": algunos como el biodiesel vía Fischer-Tropsch, el metanol, y sobre todo, el bioetanol a partir de cultivos lignocelulósicos, podrían reducir buena parte de los costes externos asociados a la producción de biocombustibles y presentar costes de producción sustancialmente menores.

D) El papel del sector público en la promoción de los biocombustibles

El papel del sector público en el sector de los biocombustibles parece tener sentido en diferentes ámbitos: la eliminación de barreras normativas para la inversión en biocombustibles, la sensibilización de los ciudadanos frente al uso adecuado de los mismos y el análisis de los costes externos que esta producción podría imponer sobre la sociedad en su conjunto. ESMAP (2005) recomienda de manera enfática el desarrollo de análisis económicos complejos para evaluar la rentabilidad financiera, económica y social de la producción de biocombustibles y analizar el eventual apoyo gubernamental a ésta.

Eso implica atender a consideraciones climáticas (y decidir, de manera óptima, sobre la materia prima a emplear en cada caso), evaluar la estructura de transportes y comunicaciones, la capacidad de investigación aplicada y desarrollo tecnológico de cada país, los niveles educativos de la mano de obra contratada en la producción agrícola de las materias primas del bioetanol, la fortaleza del sistema crediticio, la solvencia de los cuadros de gestión (tanto en la fase agrícola como agroindustrial) y los mecanismos de internalizar de algunas externalidades ambientales (como las asociadas a la contaminación atmosférica en zonas urbanas o las emisiones de gases de efecto invernadero).

Resulta evidente que el desarrollo sostenible de los biocombustibles (tanto bioetanol como biodiesel) en América Latina y el Caribe deberá presuponer un importante y articulado esfuerzo analítico y multisectorial por parte de los Gobiernos de la región; dicho esfuerzo deberá apuntar a sentar bases sólidas para el diseño de planes nacionales de promoción de las fuentes mencionadas.

En este sentido, un plan nacional para el desarrollo sustentable de biocombustibles deberá enfrentar desafíos multidimensionales, debiendo responder a preguntas del tipo:

- ¿Cómo definir mejor alternativas técnicamente robustas, suficientemente probadas, con indicadores de productividad agrícola, industrial, energética y factibilidad económica bien determinados?
- ¿Con base en qué parámetros deben desarrollarse complejos análisis y jerarquización de objetivos, tratando de ampliar el universo de beneficiarios pero sin crear

dependencias y generar expectativas elevadas? Por ejemplo, es siempre deseable que pequeños y medianos productores puedan acceder al mercado de biocombustibles, pero de manera equilibrada y sin bloquear la participación de los demás productores. Análogamente la promoción del desarrollo regional y la generación de empleos no deben ser más prioritarios que la propia producción de biocombustible.

- ¿Cómo preparar la introducción del nuevo combustible de forma cuidadosa, reconociendo los intereses eventualmente en conflicto y tratando de lograr una convergencia mínima indispensable? En ese sentido, es esencial el liderazgo y la decisión gubernamental, así como la información a los agentes, como bien indican las recientes experiencias de introducción del bioetanol en Colombia y Costa Rica.
- ¿De qué manera es posible establecer especificaciones de los combustibles puros y en mezcla, como medida esencial para garantizar los derechos de los consumidores, reducir presiones de las empresas distribuidoras de combustibles y orientar las inversiones productivas?
- ¿Cómo evaluar las condiciones logísticas y de almacenamiento, dejando que los agentes responsables asuman el encargo de, en plazos definidos, establecer la sistemática de mezcla y monitoreo de la calidad?
- ¿Con base en qué procesos políticos y técnicos es necesario establecer un marco legal claro y coherente con el mercado de combustibles? En este sentido, el esfuerzo deberá apuntar a: i) tratar de reducir hasta donde sea posible la intervención en la fijación de precios, ii) orientar la distribución equilibrada del valor agregado por el combustible entre los sectores productivos comprometidos; iii) reducir riesgos, especialmente mediante la definición de un contenido mínimo de mezcla, con un cronograma de implementación.
- ¿Con base en qué elementos cabe evaluar la oportunidad de adoptar mecanismos de "internalización" de las externalidades? (por ejemplo mediante renuncia fiscal diferencial entre los productos energéticos y siempre de forma clara, ya que los ingresos por tributos a los combustibles son importantes fuentes de recursos para los gobiernos).
- ¿Cómo dar oportuno seguimiento al programa y realizar su evaluación, en un ejercicio permanente junto a los agentes involucrados?

Capítulo IV
Mercado del carbono y energías renovables en América Latina y el Caribe: estado de situación y perspectivas

IV.I Introducción al mercado de créditos de carbono

En el año 1997 durante la tercera reunión de los países miembros de la Convención Mundial de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC), se lanzó el Protocolo de Kyoto, el cual establece la arquitectura del mercado internacional de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (llamado el "Mercado de Carbono"), la demanda de este mercado por Emisiones Reducidas ha sido establecida por los límites cuantificados de emisiones que han sido asignados a los países industrializados, llamados países del Anexo I[11] y los mecanismos de mercado que permiten cumplir estos compromisos de una manera costo efectiva.

Los tres mecanismos de mercado creados por el Protocolo de Kyoto — i.e. Comercio de Emisiones (CE), Implementación Conjunta (IC) y Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)— permiten a los países del Anexo I no sólo realizar acciones domésticas para reducir emisiones sino que también permiten adquirir reducciones de emisiones de otros países.

De particular interés para los países latinoamericanos y caribeños, el MDL es un mecanismo para las negociaciones de emisiones basadas en proyecto y permite a países en vías de desarrollo vender reducciones de emisiones a los países del Anexo I. Estos proyectos de reducción de emisiones son voluntarios ya que el Protocolo de Kyoto estableció que los países en vías de desarrollo no tienen limitaciones de emisiones. Para ser elegibles al MDL las reducciones de emisiones, los proyectos deben probar, además de reducir emisiones respecto a una línea de base, que el incentivo económico provisto por el MDL es una contribución determinante para su desarrollo.

[11] Países industrializados listados en el Protocolo de Kyoto con compromisos de reducción de Gases de Efecto Invernadero. Las metas de Reducciones o limitaciones de GEI están definidas para 38 países desarrollados y para comunidad la comunidad europea como bloque. Estas metas están listadas en el Anexo B del protocolo. En total, se establece una reducción de 5.2% en promedio para cada año del primer periodo de compromiso (2008-2012) respecto a las emisiones el año base de 1990. Fuente: Caring for Climate. A guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol. UNFCCC (2005), page 25.

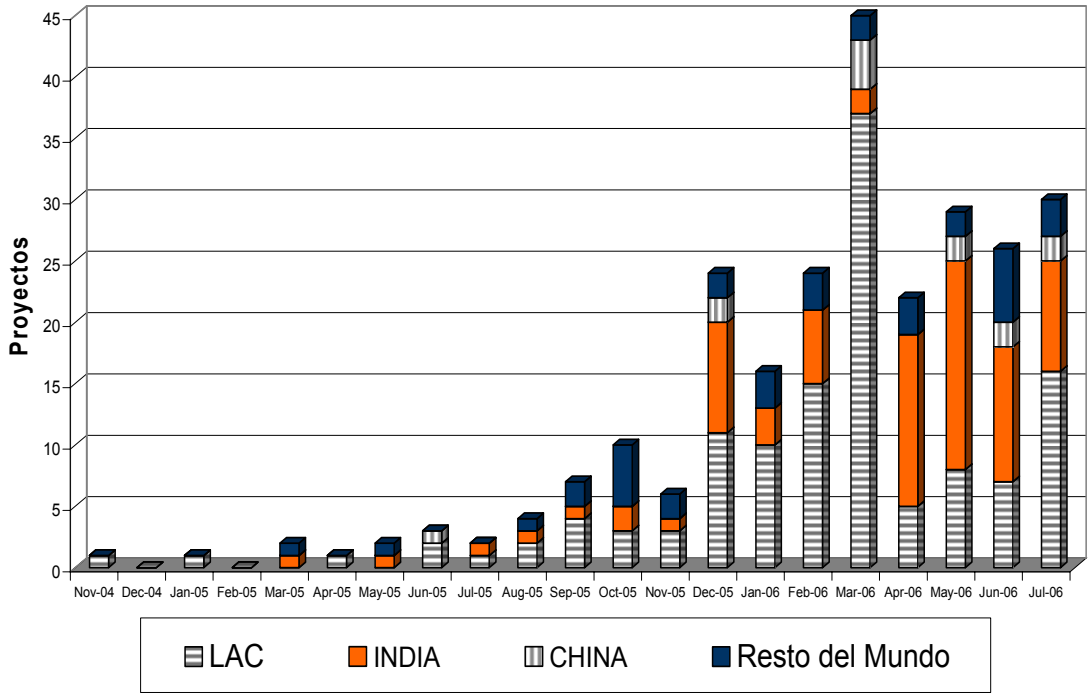
El MDL ha sido diseñado buscando dos cosas: i) contribuir al desarrollo sostenible de los países en vías de desarrollo y al mismo tiempo, ii) incrementar las oportunidades de los países del Anexo I de cumplir con sus compromisos de Kyoto. Las reducciones de emisiones transadas se denominan Certificados de Emisiones Reducidas (CER).

IV.2 Importancia de la Región en el Mercado MDL Mundial

A) Evolución de proyectos registrados

Para que un proyecto pueda vender CER tiene que registrarse ante la Junta Ejecutiva del MDL de la UNFCCC. El registro se logra después de que el proyecto cumpla con los requisitos de elegibilidad establecidos por las Naciones Unidas en el marco del Protocolo de Kyoto. El proceso de registro de proyectos había sido criticado por ser muy complicado y engorroso hasta el punto de que en julio del 2005 —a cinco meses de la entrada en vigor del protocolo de Kyoto— sólo 12 proyectos MDL habían sido registrados. Sin embargo, en los últimos meses, se ha disparado la tasa de registro mensual de proyectos MDL y en agosto de 2006 ya había 259 proyectos MDL registrados de los cuales el 49% (127 proyectos) era latinoamericano. El gráfico siguiente muestra la evolución mensual del registro desde el primer proyecto registrado hasta Agosto 2006.

Gráfico 22
EVOLUCIÓN DE PROYECTOS MDL REGISTRADOS POR MES ENTRE NOVIEMBRE DE 2004 Y AGOSTO DE 2006



Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

Los siguientes factores han contribuido a la aceleración del registro de proyectos MDL:

Desde que el Protocolo de Kyoto entró en vigor, muchos países miembros y en especial los países agrupados bajo la Unión Europea, han estado presionando a la Junta Ejecutiva del

MDL para hacer más expedito el proceso de aprobación y registro de proyectos, y los países del Anexo I se han comprometido a dar más recursos a la Junta Ejecutiva.[12]

- La Junta Ejecutiva ha mostrado una mayor flexibilidad en aceptar proyectos y su capacidad operativa ha mejorado gracias a mayores recursos.
- Una masa crítica de Metodologías aprobadas y proyectos registrados han creado las bases metodologías y experiencia que permiten una aprobación más rápida en proyectos similares.
- El uso generalizado de la herramienta de la adicionalidad propuesto por la Junta Ejecutiva ha permitido reducir la incertidumbre de los criterios e interpretación para determinar la adicionalidad de los proyectos, elemento clave para poder determinar la elegibilidad de los proyectos como MDL.
- El stock acumulado de proyecto MDL en espera para ser registrados había llegado a un número inaceptable (aun en agosto 2006, a pesar de que se han registrado 259 proyectos, quedan en cola 601 proyectos sin registrar muchos de los cuales están postulando al registro hace años).
- Se espera que una vez que el stock acumulado de proyectos postulando al registro se reduzca, este aumento repentino en el registro se estabilice a un número estable de proyectos registrados por mes.
- La mayoría de países en vías de desarrollo, especialmente América Latina, han terminado el proceso de establecer la Autoridad Nacional Designada (AND) y los procedimientos para obtener la carta de aprobación del país anfitrión.
- Países como India y China, luego de la entrada en vigor del protocolo de Kyoto, definieron sus marcos instituciones y regulatorios para el desarrollo del MDL lo que incremento la oferta de proyectos MDL dramáticamente.

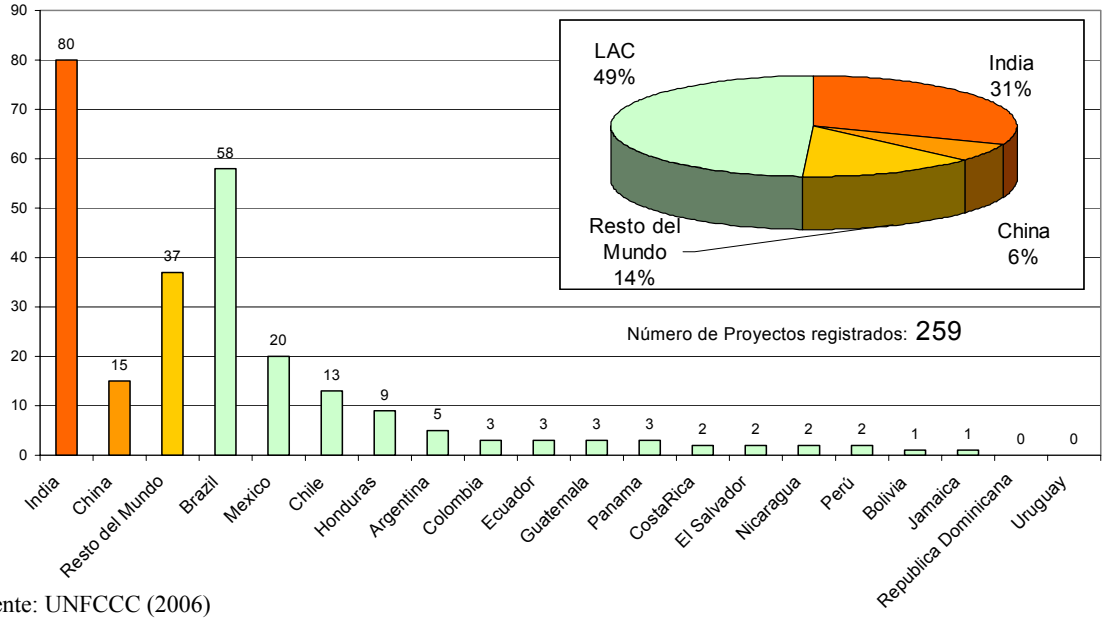
B) Número y volumen de proyectos registrados en la Región

A comienzos de agosto de 2006, 259 proyectos MDL habían sido registrados, es decir 259 proyectos habían sido aceptados por la Junta Ejecutiva del MDL para poder vender CER en el marco del Protocolo de Kyoto. La participación de América Latina se mantiene liderando el mercado de carbono con el 49% de proyectos registrados, seguida por la India con el 31% de los proyectos, China con el 6% y el resto del mundo con el 14%. Para facilitar el análisis, el presente estudio ha justamente dividido la oferta de proyectos MDL en estos cuatro bloques de países.

Los casos de China e India son dos bloques naturales ya que son demasiados grandes en términos de tamaño y crecimiento económico para integrarlos al resto del mundo y además, como muestran los números y diversos análisis económicos, son las dos fuentes más importantes junto con América Latina de potenciales proyectos MDL. El gráfico siguiente muestra a los países en vías de desarrollo según su importancia medida en términos de proyectos registrados como MDL.

[12] En la COP 11 en Montreal, diciembre 2005, los países del Anexo I se comprometieron a financiar el déficit de recursos de la Junta Ejecutiva MDL con una contribución de alrededor de 8.188.050 dólares.

Gráfico 23
NÚMERO DE PROYECTOS MDL REGISTRADOS A AGOSTO DE 2006



Fuente: UNFCCC (2006)

Desde el inicio del mercado de carbono América Latina ha sido el proveedor de proyectos MDL más importante. Fue la región pionera en proyectos piloto "pre–Kyoto" y luego tuvo un rol dominante en las carteras de proyectos de los primeros fondos de carbono como los del Banco Mundial y el fondo de compras directas del gobierno holandés (CERUPT). Inclusive se fundó un fondo de Carbono, el Programa Latinoamericano de Carbono (PLAC) de la Corporación Andina de Fomento (CAF) exclusivo para la región latinoamericana. Este rol latinoamericano en el mercado de carbono era producto de la apertura de los gobiernos al desarrollo del MDL, de tener sistemas de aprobación relativamente fácil e iniciativas de promoción del MDL.

En China e India - a pesar de tener el mayor potencial de proyectos MDL teórico por el tamaño de sus economías y sus usos intensivo de combustibles de alta intensidad de carbono, como el carbón - los gobiernos fueron cautelosos al inicio del mercado. Tras la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto, se definieron el marco normativo e institucional para el desarrollo del MDL lo que permitió que se disparen las solicitudes de proyectos MDL lo cual ha comenzando a sincerar el mercado reflejando cada vez más la real importancia de estos mercados.

Si se mide la importancia en el mercado MDL por país (por ejemplo, en base al número de proyectos registrados), India es el país más importante, seguido por Brasil, México y China. sólo Brasil y México representan el 61% de proyectos registrados en América Latina, lo cual corrobora que las economías grandes ofrecen mayores oportunidades de proveer proyectos MDL.

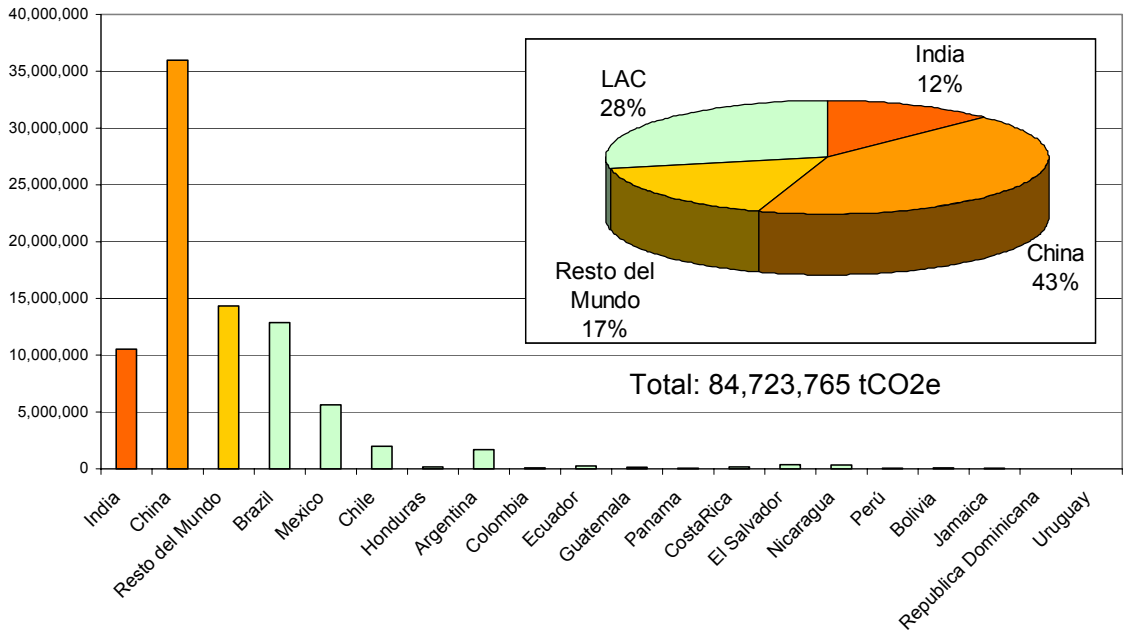
El caso de Chile y su gran importancia en la región radica mayormente en la vigencia de ambiente amigable para invertir en a una economía estable, un sector privado agresivo y un marco institucional favorable. La importancia en el caso de Honduras descansa en su capacidad de ofrecer proyectos hidroeléctricos elegibles al MDL y tener una serie de eventos afortunados como la apertura del gobierno al MDL, la existencia de un grupo empresarial energético comprometido y el apoyo de la cooperación finlandesa para la promoción del MDL.

En otros países, a pesar de tener buena voluntad, los problemas económicos y coyunturales -como es el caso de la crisis en Argentina- impiden el desarrollo de más proyectos MDL. Existen, asimismo, barreras en varios países de la región que no favorecen el desarrollo de las energías renovables y por tanto bloquean el desarrollo de proyectos MDL, tema que será tratado con más detalle más adelante.

Al analizar el volumen de reducción de emisiones por región la situación cambia. En la figura de abajo se puede observar que China pasa a tener el lugar más importante en cuanto potencial de reducción de emisiones en los proyectos registrados; con sólo 15 proyectos su capacidad de generar CER anuales es de 35.961.827 toneladas de CO2 equivalente (tCO_2e) o el 43% del volumen mundial de CER en el mundo. La razón de esto, como se verá más adelante, es que China ha registrado proyectos enormes de destrucción de HFC-23 [13], gas de gran poder de calentamiento global del cual una tonelada reducida equivale a 11,700 t de CO_2.

La región tiene una cartera de proyectos dominada por las energías renovable que, si bien no tienen tantas reducciones de emisiones por proyecto, muestran efectos al desarrollo sostenibles mucho más significativos que las reducciones de gases de efecto invernadero de alto poder de calentamiento global, implementadas en los grandes proyectos de destrucción de HFC-23 y N20 (protóxido nitroso) de China e India.

Gráfico 24
VOLUMEN ANUAL DE REDUCCIONES DE TCO_2 E POR REGIÓN, DE PROYECTOS REGISTRADOS MDL



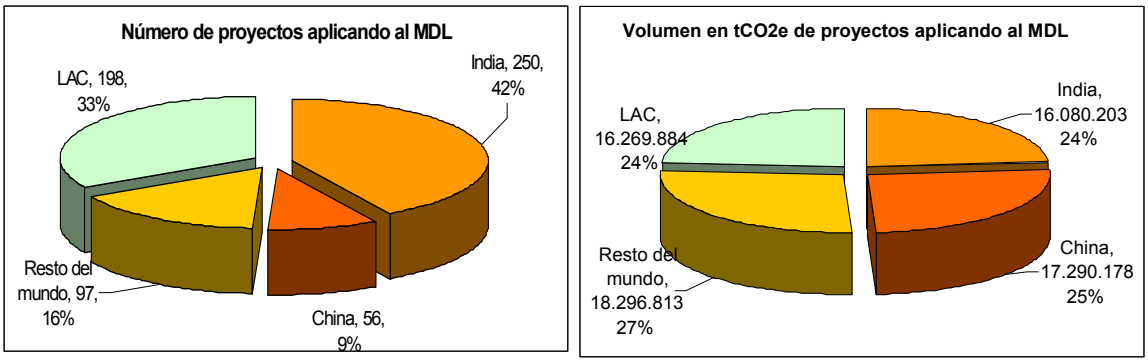
Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

[13] Trifluorometano. Cerca del 98% de las emisiones de HFC-23 se generan como sub-producto de la producción de HCFC-22 (clorofluorocarbono hidrogenado), normalmente utilizado como refrigerante en los sistemas de aire acondicionado.

C) Número y volumen de proyectos postulando al MDL en la Región

Una manera de calcular en el mediano plazo el potencial del mercado MDL es observando la cantidad de proyectos que están postulando al mecanismo y que aún no han obtenido el registro. La región que tiene mayor número de proyectos en postulación es India con 250 proyectos con el 42%. América Latina representa el 33% de las postulaciones con 198 proyectos. China representa el 9% de todos los proyectos en postulación y el resto del mundo el 16%. En cuanto al volumen de reducciones de tCO_2e que representan estos proyectos, todas las regiones del mundo tienen casi la misma importancia, véanse gráficos siguientes:

Gráfico 25
NÚMERO Y VOLUMEN DE PROYECTOS POSTULANDO AL MDL A AGOSTO 2006



Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

En el cuadro siguiente muestra el detalle de la información anterior. Es importante notar que los proyectos registrados al momento representan un potencial de reducciones anules de 84.723.725 tCO_2e reducidas mientras que los proyectos en postulación sólo representan 67.937.078 tCO_2e o 80% respecto a lo registrado hasta el momento.

Sin embargo, la cantidad de proyectos en proceso de postulación es mucho mayor a los proyectos ya registrados (259 v/s 601), más del doble. Esto quiere decir que los proyectos más grandes ya se han registrado y que actualmente están postulando proyectos más pequeños y de energías renovables.

Como ya se mencionó anteriormente, varios modelos económicos[14], basados en costos de mitigación, pronostican una demanda por CER de 200 millones de toneladas al año. Hasta el momento, como se muestra en el cuadro de arriba, se tiene identificados proyectos en postulación y registrados ante la ejecutiva MDL de más de 152 millones de tCO_2e reducidas anuales.

Tomando en consideración que muchos de los proyectos en postulación no van a ser registrados y que algunos proyectos registrados no se realizarán, todavía hay oportunidad por una gran cantidad de proyectos MDL que al menos tendrán que representar más de 50 millones de tCO_2e de reducciones anuales para suplir la demanda pronosticada por CER. Éste es un elemento particularmente alentador para la Región, dado que la cartera de proyecto MDL futura estará

[14] Modelos económicos de Jotzo, Frank y Axel Michaelowa "Estimating the CDM market under the Bonn agreement" "Discussion Paper 145. Hamburg institute of International Economics (HWWA) 2001. y Rosenzweig, Richard and Rob Youngman. Looking forward from 2005: more surprises to come? *Natsource. 2005.* In "Greenhouse Gas Market 2005: The rubber hits the road" Editor**:** Robert Dornau. International Emission Trading Association (IETA).2005. Pag. 9.

compuesta de muchos más proyectos ante la menor presencia de los grandes proyectos de reducción de emisiones (como los de destrucción de HFC_{23} y de N_2O), lo que debería resultar en un mayor impulso a las energías renovables en este mercado.

Cuadro 15
PROYECTOS MDL PRESENTADOS A LA JUNTA EJECUTIVA
(Agosto 2006)

Región	***Número de proyectos***			***Volumen tCO2e***		
	Registrados	**Aplicando**	**Total**	**Registrados**	**Aplicando**	**Total**
Brasil	58	102	160	12.874.046	7.596.528	20.470.574
México	20	34	54	5.628.639	1.673.864	7.302.503
Chile	13	10	23	1.985.122	1.734.682	3.719.805
Honduras	9	10	19	177.590	268.258	445.847
Guatemala	3	8	11	139.969	550.860	720.829
Ecuador	3	7	10	243.145	224.155	467.301
Argentina	5	4	9	1.695.094	1.884.141	3.579.234
Colombia	3	4	7	71.306	393.887	465.193
Perú	2	5	7	45.308	1.071.412	1.116.720
El Salvador	2	3	5	360.268	138.539	498.807
Panamá	3	2	5	60.341	62.940	123.280
Bolivia	1	3	4	82.500	177.511	260.011
Costa Rica	2	2	4	162.431	48.767	211.198
Nicaragua	2	1	3	330.723	62.197	392.920
Uruguay	0	2	2	0	236.264	236.264
R.Dominicana	0	1	1	0	115.879	115.879
Jamaica	1	0	1	52.540	0	52.540
Total América Latina	*127*	*198*	*325*	*23.909.022*	*16.269.884*	*40.178.905*
China	15	56	71	35.961.827	17.290.178	53.252.006
India	80	250	330	10.519.289	16.080.203	26.599.493
Resto del Mundo	37	97	134	14.333.626	18.296.813	32.630.440
TOTAL	259	601	860	84.723	67.937.078	152.660.843

Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

Como ya se mencionó anteriormente, varios modelos económicos,[15] basados en costos de mitigación, pronostican una demanda por CER de 200 millones de toneladas al año. Hasta el momento, como se muestra en el cuadro de arriba, se tiene identificados proyectos en postulación y registrados ante la ejecutiva MDL de más de 152 millones de tCO_2e reducidas anuales.

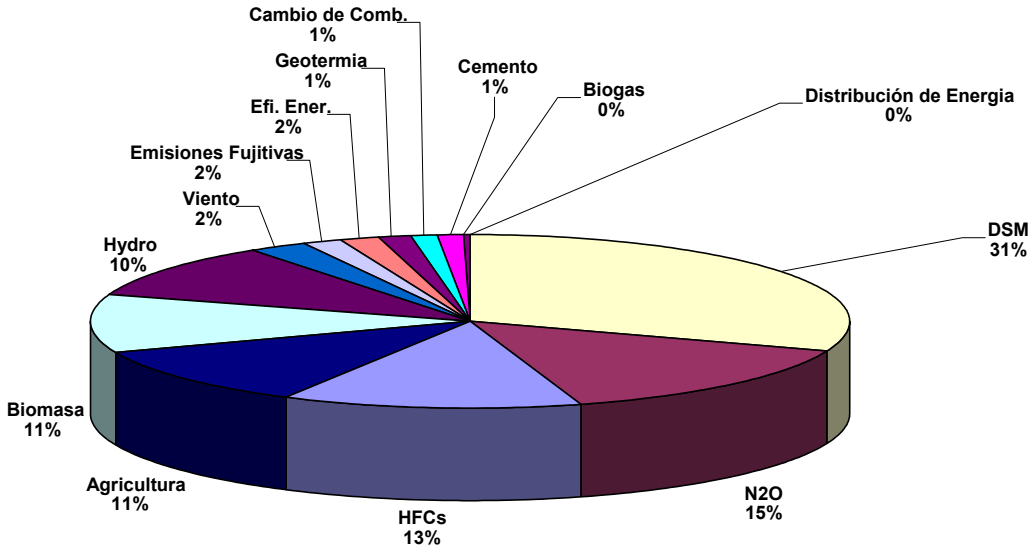
Tomando en consideración que muchos de los proyectos en postulación no van a ser registrados y que algunos proyectos registrados no se realizarán, todavía hay oportunidad por una gran cantidad de proyectos MDL que al menos tendrán que representar más de 50,000,000 tCO_2e de reducciones anuales para suplir la demanda pronosticada por CER. Y esto es un elemento particularmente alentador para la Región, dado que la cartera de proyecto MDL futura estará compuesta de muchos más proyectos ante la menor presencia de los grandes proyectos de reducción de emisiones (como los de destrucción de HFC_{23} y de N_2O), lo que debería resultar en un mayor impulso a las energías renovables en este mercado.

[15] Modelos económicos de Jotzo, Frank y Axel Michaelowa "Estimating the CDM market under the Bonn agreement" "Discussion Paper 145. Hamburg institute of International Economics (HWWA) 2001. y Rosenzweig, Richard and Rob Youngman. Looking forward from 2005: more surprises to come? *Natsource. 2005.* In "Greenhouse Gas Market 2005: The rubber hits the road" Editor**:** Robert Dornau. International Emission Trading Association (IETA).2005. Pag. 9.

D) Tecnologías aplicadas en los proyectos MDL en la Región

En la Región —considerando todo los proyectos presentados ante las Naciones Unidas registrados y en postulación— el sector más importante en términos de reducciones de emisiones es el de la destrucción de metano de rellenos sanitario (de tipo DSM, desechos sólidos municipales), el cual representa el 31% de todas las reducciones de emisiones.

Gráfico 26
VOLUMEN DE REDUCCIONES ANUALES DE TCO_2 POR TIPO DE PROYECTO MDL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren y datos de UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

Los proyectos de HFC-23 son sólo dos pero representan el 13% de reducciones de emisiones de la región, uno está en México y ya esta registrado y el otro se ubica en Argentina y esta en proceso de registro. El de N20 es un proyecto que está ubicado en Brasil pero representa el 15 % de las reducciones a nivel latinoamericano.

Los proyectos de agricultura —que se basan principalmente en la captura y destrucción de metano en granjas de cerdos— están repartidos en toda América Latina, pero tiene una gran importancia en México, Brasil y Chile. Los de biomasa están dominados por Brasil y son proyectos de generación de energía y cogeneración usando bagazo; las hidroeléctricas están repartidas por todo América Latina. Los proyectos de viento (11) son más escasos. Los proyectos geotérmicos son tres, están ubicados en Centro América (Guatemala, el Salvador y Nicaragua) y sus tamaños están entre los 44MW y los 66 MW, véase cuadro siguiente.

Cuadro 16
PROYECTOS MDL EN LA REGIÓN, POR TIPO DE ACTIVIDAD

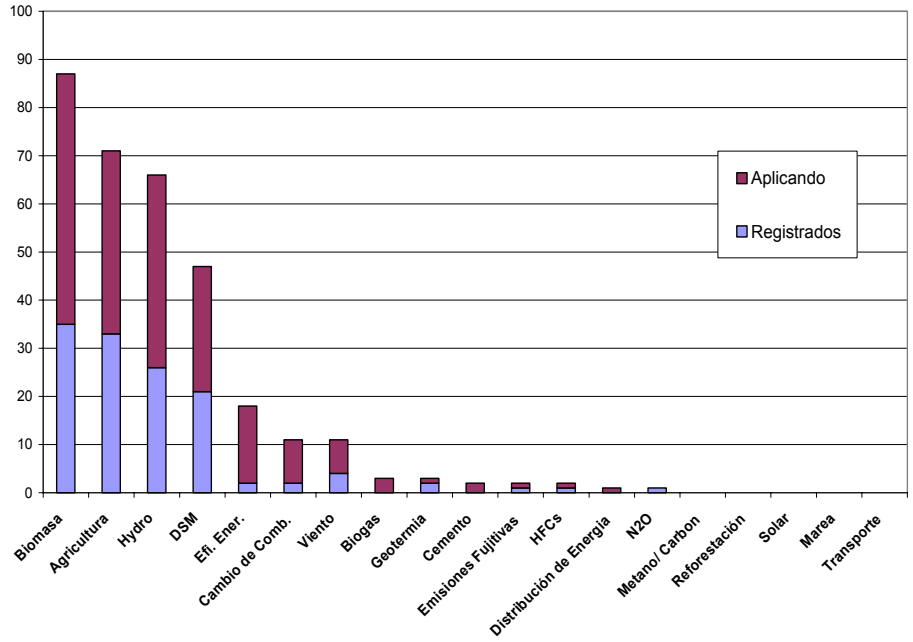
Tipo	Número de proyectos			Volumen en t CO2e anuales		
	Registrados	Aplicando	Total	Registrados	Aplicando	Total
Biomasa	34	53	87	1.483.179	2.868.848	4.352.028
Agricultura	33	38	71	2.790.360	1.677.851	4.468.210
Hydro	26	40	66	1.286.000	2.843.397	4.129.396
DSM	21	26	47	7.429.287	4.793.666	12.222.953
Efi. Ener.	2	16	18	92.592	516.574	609.166
Viento	4	7	11	412.602	500.105	912.706
Cambio de Comb.	2	9	11	28.507	492.364	520.871
Geotermia	2	1	3	457.246	99.251	556.497
Biogás	0	3	3	0	79.839	79.839
HFCs	1	1	2	3.747.645	1.434.196	5.181.841
Emisiones Fugitivas	1	1	2	220.439	527.960	748.399
Cemento	0	2	2	0	420.753	420.753
N2O	1	0	1	5.961.165	0	5.961.165
Distribución de energía	0	1	1	0	15.080	15.080
Transporte	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0
Reforestación	0	0	0	0	0	0
Metano/ Carbón	0	0	0	0	0	0
Marea	0	0	0	0	0	0
Total	**127**	**198**	**325**	**23.909.022**	**16.269.884**	**40.178.905**

Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren y datos de UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006).

Observando los proyectos que están postulando al registro, se desprende que el potencial de la región está en proyectos de biomasa (como cogeneración con bagazo o energía basada en otra biomasa como la cáscara de arroz etc.), en la gestión de desechos sólidos animales (como son la granjas confinadas con animales en el sector agricultura), los proyectos hidroeléctricos y los de Desechos Sólidos Municipales. En menor medida existe un potencial para otras actividades, como la eficiencia energética, cambio de combustibles y proyectos de generación de energía con viento.

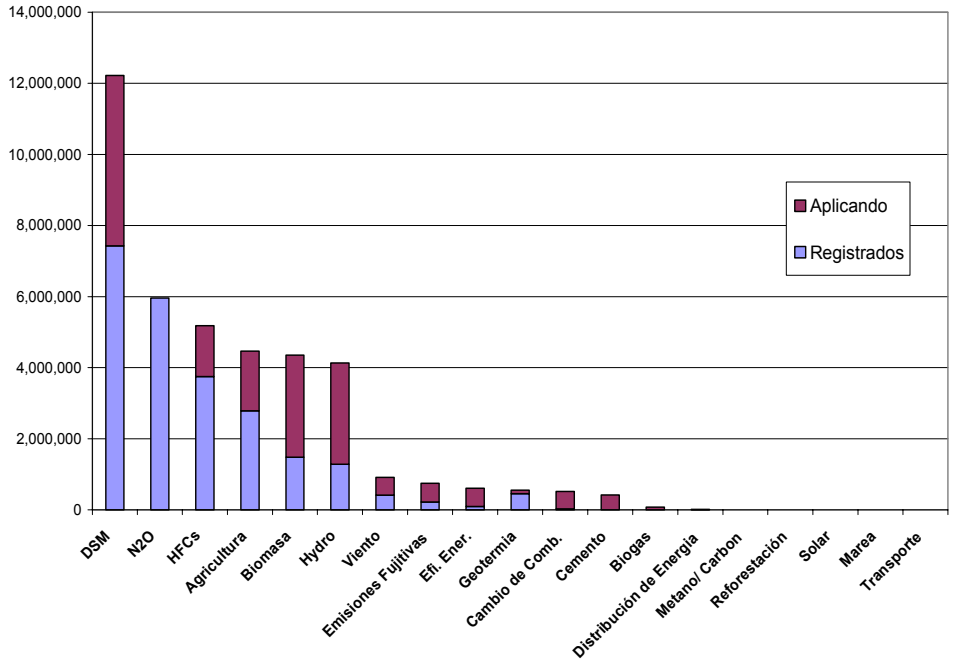
Parece claro que los proyectos MDL estarán dominados en América Latina por las energías renovables. Son 127 proyectos ya registrados y 198 en postulación aunque se sabe que existen mucho más proyectos potenciales pero que aún no se han presentado, véanse los siguientes gráficos.

Gráfico 27
NÚMERO DE PROYECTOS MDL REGISTRADOS Y POSTULACIÓN AL REGISTRO EN LA REGIÓN, POR TIPO DE ACTIVIDAD



Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006).

Gráfico 28
VOLUMEN ANUAL DE TCO_2 REDUCIDAS EN PROYECTOS MDL DE LA REGIÓN, POR TIPO DE ACTIVIDAD

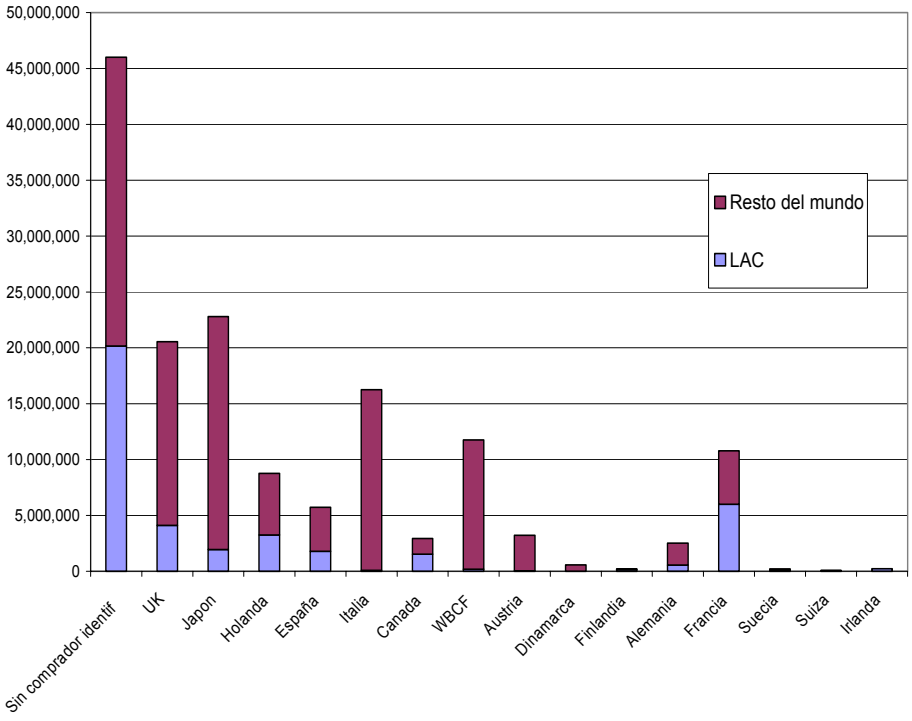


Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

IV.3 Economía de los créditos de carbono: compradores y precios

Existe una actividad creciente de corporaciones, entidades intermediaras y países en busca de CER en el Mercado MDL. El crecimiento de esta actividad se ha debido a la entrada en vigor del protocolo de Kyoto y a la entrada en operación del Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (European Union-Emission Trading System, EU-ETS). Este último mercado, al asignar cuotas a instalaciones industriales de corporaciones privadas ha proyectado el interés de éstas (especialmente en las grandes empresas energéticas) de comprar CER para evitar las fuertes multas de incumplimiento. El siguiente gráfico muestra los principales países compradores de acuerdo a la información provista en los Documentos de Diseño de Proyecto (Project Design Document, PDD) a la Junta Ejecutiva del MDL en agosto 2006.

Gráfico 29
EMISIONES ANUALES REDUCIDAS EN PROYECTOS MDL, POR COMPRADOR



Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

Como se observa en el gráfico, en América Latina y el Caribe una gran parte de los proyectos no informan sobre quién va a ser su comprador en los países del Anexo I. Es plausible pensar que la gran mayoría de estos proyectos está pensando vender directamente a través de un broker las reducciones de emisiones en el mercado spot del EU-ETS o en Japón y Canadá. Esta forma de vender sin un contrato previo de venta de CER de tipo *forward* (contrato comúnmente conocido como Emission Reduction Purchase Agreement - ERPA), se denomina "esquema unilateral" y está impulsada por la gran diferencia entre el precio de un contrato fijo y el precio spot.

América Latina no tiene una gran participación en la cartera de los principales compradores en términos de reducción de emisiones. Una probable razón de esto es que en China

existen grandes proyectos que están dispuestos a aceptar proyectos tipo ERPA mientras que en América Latina hay proyectos menores y un interés mayor por contratos unilaterales dado que el mercado latinoamericano de carbono es más experimentado que el de otras regiones.

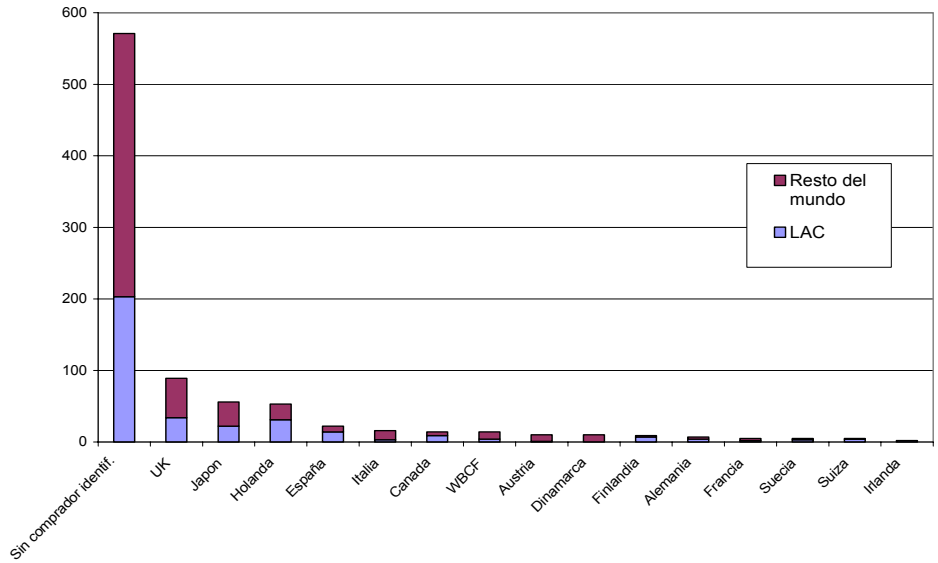
Entre los compradores, Japón es el principal comprador mundial, principalmente a través de su sector privado en empresas como Mitsubishi, TEPCO, J-Power etc. La cartera de proyectos de Japón está concentrada en Asia y en los grandes proyectos como los de China. La estructura normativa de China facilita los contratos de tipo ERPA de ahí que Japón se haya interesado en afianzarse en ese país.

El Reino Unido es el segundo mayor comprador y si bien tiene una participación más importante en América Latina sigue siendo pequeña en relación con sus contratos en el resto del mundo. Aunque el Reino Unido está bajo de su cuota de Kyoto, los principales intermediarios del mercado MDL están alojados en este país (Natsource, Ecosecurities, fondos de inversión privados etc). Italia es el tercer comprador y sus compras están concentradas en Asia, especialmente en China con varios proyectos de HFC_{23}. Compran a través del Banco Mundial, en fondos público-privados, o directamente con empresas como ENEL o ASJA. Francia es el cuarto comprador más importante y su cartera está concentrada en dos grades proyectos de N_20, uno en Brasil y el otro en Corea. El comprador de ambos es una compañía química francesa llamada Roída.

Holanda fue el pionero en el mercado de carbono a través de iniciativas gubernamentales, que en un principio compró directamente y luego a través de intermediarios (principalmente bancos multilaterales). Su cartera está relativamente equilibrada entre América Latina y el resto del mundo. España también es un importante comprador mundial y adquiere principalmente a través del Banco Mundial pero también directamente a través de grandes corporaciones como Unión Fenosa y Endesa. España tiene mayor número de reducciones de emisiones en el resto del mundo que en América Latina.

Si se considera el número de proyectos bajo contrato de compra y no las reducciones de emisiones, la importancia de América Latina en las carteras de estos países es mucho mayor pero también crece dramáticamente la importancia del esquema unilateral.

Gráfico 30
NÚMERO DE PROYECTOS MDL, POR COMPRADOR



Fuente: DRNI, basada en documento de trabajo de Lorenzo Eguren en base a datos UNEP/RISO Centre, (junio 2006) e información UNFCCC (agosto 2006)

Los Fondos del Banco Mundial (World Bank Carbon Finance – WBCF) se presentan como si estuvieran prácticamente sólo en Asia y aparecen como no muy importantes. En este sentido es importante aclarar, que el Banco Mundial compra por encargo de países, de ahí que varios de sus proyectos hayan sido considerados dentro de las compras por país.

Lo mismo sucede con otros fondos importantes. El proyecto CD4CDM[16] en el año 2005 preparó un resumen de todos los fondos de carbono. Los fondos de carbono se pueden dividir en i) Fondos manejados por Bancos Multilaterales, ii) Gobiernos, y iii) por el sector privado. Todos los fondos de carbono manejan alrededor de 2 224 millones de dólares en total para comprar CER. Los fondos de Bancos Multilaterales son los más importantes con 962 millones de dólares, prácticamente todos concentrados en el Banco Mundial; los fondos públicos representan 343,75 millones de dólares y los fondos privados 918 millones de dólares (véase cuadro siguiente).

Cuadro 17
PRINCIPALES FONDOS DEL CARBONO EN EL MUNDO

Nombre del Fondo	Tamaño	Pagina web
Fondos manejados por instituciones financieras multilaterales		
Banco Mundial - Prototype Carbon Fund	$180m	www.prototypecarbonfund.org
Banco Mundial - Community Develop-ment Carbon Fund	$128.6m en la primera ronda.Segunda ronda se abrió a finales del 2005.	www.carbon?nance.org/cdcf/home.cfm
Banco Mundial - Biocarbon Fund	Se espera $100m pero empezó sus operaciones con $30m	www.biocarbonfund.org
Banco Mundial Netherlands CDM Fa-cility	$180m	www.carbon?nance.org/Nether-landsClean.htm
Banco Mundial - Italian Carbon Fund	$80m	www.carbonfinace.org
Banco Mundial -IFC Netherlands Carbon facility (INCaF)	44m euros	www.ifc.org/carbon?nance
Banco Mundial - Netherlands European Car-bon Facility (NECaF)	10 millones de toneladas de reducciones de emisiones	www.ifc.org/carbon?nance
Banco Mundial - Danish Carbon Fund (DCF)	US$35 m en el primer portafolio de 5-7 proyectos	www.carbonfinace.org
Banco Mundial - Spanish Carbon Fund	US$210 m	www.carbonfinace.org
MCCF (Multilateral Carbon Credit Fund)	Entre 50m y 150m de euros	www.ebrd.com/carbon?nance
CAF- Netherlands CDM Facility - PLAC	40m euros (10Mtons CO2eq)	http://www.caf.com/view/index.asp?ms=12
Fondos manejados por gobiernos o instituciones locales		
Austrian JI/CDM Programme	euros (11M 2004, 24M 2005, 36M 2006, 36M anuales 2007-2012)	www.ji-cdm-austria.at
KfW Carbon Fund	50m euros	www.kfw.de/carbonfund
EcoSecurities Standard Bank Carbon Facility	10m euros	www.essbcarbonfacility.com
Flemish Government JI / CDM Tender	70m euros	www.energiesparen.be
Belgian JI / CDM Tender	10m euros	www.klimaat.be/jicdmtender/
Finnish CDM / JI Pilot Pro-gramme	20m euros (10m bilateral / 10m en PCF and TGF)	www.global.?nland.?/english/projects/cdm
Rabobank-Dutch government CDM Facility	10 millones de toneladas de CO2e	www.rabobank.nl
Fondos Privados		
Japan Carbon Finance,Ltd	$141.5 m	www.jcarbon.co.jp
European Carbon Fund	105m euros	www.europeancarbonfund.com
GG-CAP Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool	98.6m euros	www.natsource.com
ICECAP	40-50 millones de toneladas de CO2e	www.icecapltd.com
Asia Carbon Fund	Euro 200 m	http://www.asiacarbon.com/asiaCarbonFund.htm
Trading Emissions PLC	US$200 m	www.tradingemissionsplc.com
IUCN Climate Fund	US$10million	www.iucn.org/

Fuente: Carbon market Update for CDM Host Countries. CD4CDM project. - UNEP Riso Centre and IETA, Mayo y Septiembre de 2005.

[16] "Capacity Development for CDM", proyecto cuatrienal implementado por el UNEP/Riso Centre.

Actualmente los fondos de carbono, especialmente los manejados por la banca multilateral, tienen cierta dificultad en conseguir proyectos MDL. Su rigidez en los precios y contratos (muchos de ellos son contratos de tipo *forward*/ERPA a un precio fijo bajo comparado con el precio spot) no les permite competir fácilmente en el mercado internacional de carbono.

Firmas consultoras que ofrecen contratos a medida para los vendedores de CER - que van desde esquemas totalmente unilaterales a contratos ERPA a precio fijo y combinaciones mixtas en el medio - son una competencia muy fuerte para estos fondos[17]. Estas firmas consultoras además tienen listas de empresas privadas dispuestas a pagar mayores precios que la banca multilateral en contratos ERPA. Los ingresos de estas firmas se adaptan a cobros fijos por consultoría o comisiones por la venta de CER. Varios Fondos Privados han encontrado la manera de ser competitivos ya que no sólo ofrecen ERPAs sino que pueden adelantar dinero para el financiamiento de los proyectos, y eso los hace muy competitivos ya que la gran mayoría de proyectos MDL enfrentan problemas de financiamiento.

Por lo que se refiere a los precios ofrecidos por CER, antes de la entrada en vigor del protocolo de Kyoto y del EU-ETS[18] en el año 2005, éstos eran sumamente bajos debido a las incertidumbres en el mercado de carbono. Las transacciones estaban limitadas principalmente a contratos *forward*/ERPA, que son acuerdos para comprar por un tiempo determinado una cantidad fija de CER a precios fijos. Este mercado era controlado principalmente por el Banco Mundial que compraba a nombre de los países y corporaciones del Anexo I y que cumplió un papel importantísimo como catalizador de mercado.

Los riesgos de entrega, así como los riesgos de que el protocolo de Kyoto no entrará en vigor, mantenían los precios de los CER muy bajos, alrededor de 3,5 dólares por tCO_2e. Tras 2005, con la entrada en vigor del protocolo de Kyoto y el EU-ETS, se eliminó el riesgo de la no existencia de un mercado para reducciones de emisiones y el mercado de carbono se convirtió en una realidad, lo que llevó a que los precios subieran y que más compradores participaran.

La diferencia de precio entre los contratos ERPA y el mercado spot llevó a que cada vez más proyectos MDL postularan al registro MDL de manera unilateral, es decir, sin ningún compromiso anticipado de vender CER a un país o entidad del Anexo I. Estos proyectos buscan acceder a mayores precios, sea negociando ERPAs en mejores condiciones al ya estar registrados, y por tanto eliminando el riesgo de no ser elegibles como MDL, o vender directamente al mercado spot los CER una vez producidos.

En teoría los CER, al ser intercambiables con los EAUs[19] - ya que todos ellos sirven para compensar la emisión de una tonelada de CO2e - deberían costar lo mismo. Históricamente el precio del EAU ha sido en promedio dos o tres veces más que los precios en ERPAs, lo que hace muy atractivo desarrollar el esquema unilateral. Sin embargo, los contratos *forward*/ERPA seguirán siendo atractivos para proyectos con restricciones financieras al poder integrase al financiamiento del proyecto por un adelanto de la compra, en calidad de instrumento colateral al un préstamo, o mediante cualquier otro esquema de financiación de proyecto (Project Finance). Además el comprador en contratos ERPA asume los costos de transacción de aplicar al MDL.

En la actualidad el precio spot del permiso de emisión del esquema de comercio de emisiones de la Unión Europea (EU-ETS), se ha convertido en la referencia para los diferentes acuerdos en el mercado de MDL. En los contratos *forward* /ERPA, el EAU es descontado para reflejar los riesgos de registro entrega e incertidumbres del mercado en el futuro. Estas

[17] Las más importantes consultoras mundiales son: 2E Carbon Access, AgCert, Ecoinvest, Ecoenergy, ECOsecurities, MGM international, Pricewaterhouse Coopers, AhlCarbono, etc.

[18] EU-ETS: European Union - Emission Trading System.

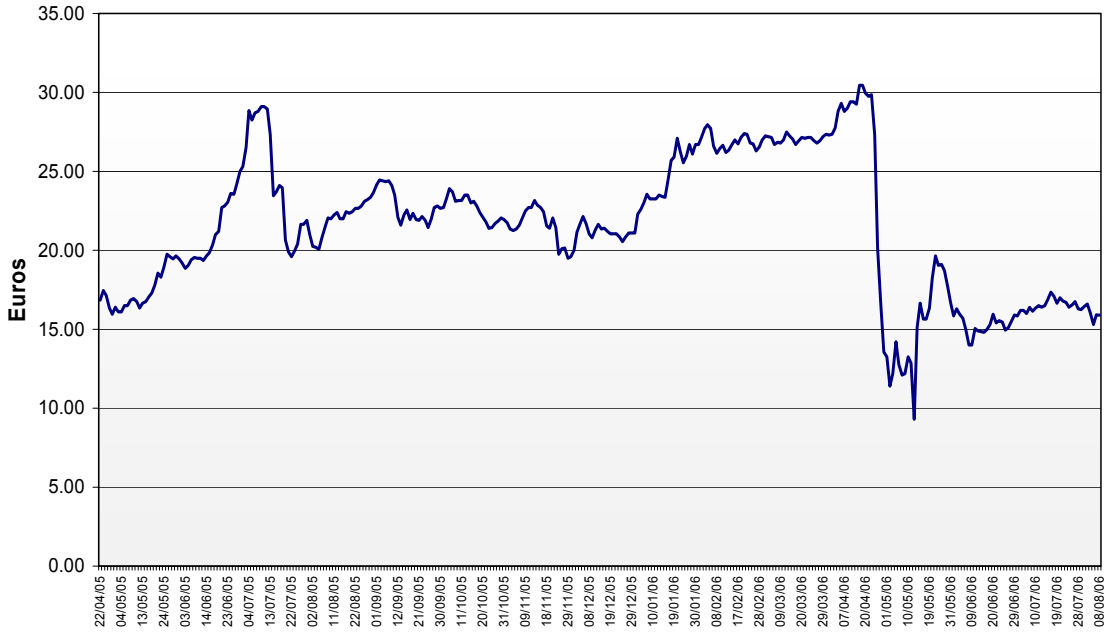
[19] EAUs: Emission Allowance Unit (unidad de permiso de emisiones, ligado al EU-ETS).

incertidumbres están determinadas por: i) la ausencia de señales sobre el precio de las reducciones de emisiones después del año 2012 (esta incertidumbre limita el financiamiento de carbono a compromisos de pago solamente hasta el año 2012); ii) la incertidumbre de los permisos de emisiones en exceso de Rusia y Ucrania (situación conocida como "*hot air*") sean vendidos y aceptados en el Mercado; y iii) la incertidumbre en la oferta de reducciones de emisiones (Emisión Reduction Unit – ERU) de países del Anexo I, y la oferta de CERs de China e India que puedan ofrecer al mercado.

Es difícil determinar el precio de equilibro de largo plazo de los EAU ya que aún los volúmenes transados han sido muy pequeños, lo que lleva a una gran volatilidad en los precios. Además existen aún incertidumbres sobre los planes de colocación de cuotas de algunos países de la Unión Europea y del impacto de los precios del petróleo en el precio del EAU.

El siguiente cuadro muestra la evolución del precio del EAU desde abril del 2005 hasta agosto del 2006. Los precios se mantuvieron por un largo periodo de tiempo en más de 20 euros por EAU, pero en abril del 2006 bajó hasta los nueve euros, ante la información de que muchas instalaciones de Europa estaban por debajo de su cuota asignada, lo que generó expectativas a la baja. Luego se sinceraron los precios que se han mantenido en alrededor del 15 euros por EAU.

Gráfico 31
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS EAUS ENTRE ABRIL 2005 Y AGOSTO 2006



Fuente: European Climate Exchange, 2006.

En contratos *forward*/ERPA los precios en recientes transacciones han estado entre 5 y 10 euros. Si consideramos el precio conservador de 7,5 dólares (6 euros) por CER, el portafolio de proyectos de América Latina -entre proyectos registrados y en postulación- llegaría a tener un valor anual de más de 300 millones de dólares (o de más de 1500 millones si consideramos los 5 años del primer periodo de compromiso, 2008 – 2012).

IV.4 Barreras al desarrollo de proyectos MDL en la región

Los proyectos MDL renovables enfrentan no sólo las barreras que son comunes a las que tienen en general los proyectos de energías renovables en la región y que se han identificado claramente en varios estudios - como el de CEPAL para la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables, Bonn 2004 - sino que también tienen barreras propias de la normatividad del MDL, que están enmarcadas principalmente en el: i) Requisito de la Adicionalidad; ii) Requisito y rigidez de utilizar una Metodología aprobada de línea de base, cálculo de reducción de emisiones y monitoreo; iii) Requisito de la Carta de Aprobación País a los proyectos MDL; y iv) Requisito de que los proyectos no pueden ni deben recibir Ayuda Oficial para el Desarrollo.

El requisito de la adicionalidad indica que los proyectos MDL tienen que demostrar por una lado que no son parte de la línea de base, que se entiende como el escenario futuro más probable que estará conformado por las prácticas usuales y/o las opciones económicamente más atractivas que no tengan mayores barreras, y por otro lado, demostrar que el proyecto requiere del incentivo económico del MDL para poder realizarse. De esta manera las reducciones de emisiones son adicionales porque reducen respecto a las emisiones del escenario más probable del futuro, es decir la línea de base.

Para demostrar la adicionalidad, la Junta Ejecutiva del MDL ha hecho disponible la "Herramienta de la adicionalidad", que propone entre otras cosas que para determinar la adicionalidad del proyecto se debe demostrar que no es económicamente viable o que enfrenta barreras para su desarrollo, y se debe explicar cómo el incentivo económico del MDL contribuye a la viabilidad del proyecto.

Por tanto, aquellos proyectos que son muy rentables, o que no enfrentan mayores barreras por ser parte de las prácticas comunes, así otros proyectos que son parte de políticas de Estado, es muy difícil que sean aceptados por el MDL. Es justamente cuando existen barreras de entrada y problemas económicos en el desarrollo de las energías renovables que estas en su mayoría son elegibles al MDL. Una vez que se adoptan medidas o suceden circunstancias que eliminan las barreras a los proyectos renovables y los hace viables, éstos ya no serían elegibles para recibir el incentivo económico del MDL.

Por tanto existe una paradoja de que, si bien el futuro del MDL en América Latina depende de proyectos de energías renovables, las iniciativas de apoyo a su desarrollo complicarían la elegibilidad de estos como proyectos MDL. De esta forma, las reglas del MDL crearon el incentivo perverso, en algunos casos, de postergar el apoyo gubernamental a las renovables para permitir la elegibilidad de proyectos MDL en algunos sectores.

Para acabar con este problema la Junta Ejecutiva del MDL en su sesión número 22 del 2005 aclaró el tema de cómo incorporar las políticas y regulaciones nacionales o sectoriales en la línea de base.

Solo aquellas políticas y regulaciones nacionales o sectoriales que dan ventajas comparativas a tecnologías más intensivas en emisiones sobre tecnologías menos intensivas (que fueron emitidas antes de la adopción del protocolo de Kyoto en diciembre de 1997), pueden ser tomadas en cuenta en la línea de base. Si esas medidas fueron implementadas luego de Kyoto, entonces el escenario de línea de base debería referirse a una hipotética situación sin considerar dichas medidas.

Asimismo, regulaciones nacionales o sectoriales que dan ventajas comparativas a tecnologías y combustibles menos intensivas en emisiones sobre las más intensivas (por ejemplo: subsidios para promover las energías renovables o para financiar programas de eficiencia energética) que han sido implementadas desde la adopción de los acuerdos de Marrakech,

noviembre de 2001, no necesitan ser tomadas en cuenta para desarrollar la línea de base (el escenario de línea de base podría referirse a un hipotética situación sin considerar dichas medidas)

Estas recomendaciones evitarían el incentivo perverso de dar medidas de apoyo a proyectos contaminantes y de no tomar medidas a favor de las energías renovables para permitir la elegibilidad de estas ultimas como MDL. Sin embargo estas recomendaciones al tratamiento de políticas y regulaciones nacionales se pueden usar si existe una justificación convincente o evidencia que pueda dar sospechas de incentivos perversos. Si existen circunstancias que hacen evidente que las medidas se tomaron por razones diferentes al MDL, entonces las políticas y regulaciones podrían ser consideradas parte de la línea de base.

Por lo que se refiere a las metodologías, en la actualidad existen 62 aprobadas que incluyen 30 de gran escala, nueve consolidadas, 19 de pequeña escala, tres de reforestación y forestación y una metodología para proyectos seleccionados de pequeña escala de forestación y reforestación. Si bien como hemos visto en el análisis por tipos de proyectos las metodologías abarcan muchas áreas en todo tipo de proyectos incluyendo gran variedad de energías renovables, el proceso de aprobación de las metodologías ha sido sumamente lento y aún es muy difícil el trámite para la aprobación de una nueva metodología.

Las metodologías que existen a veces no encajan con las particularidades de los países y entonces hacen muy difícil su aplicabilidad o castigan las potenciales reducciones de emisiones. Las metodologías también ponen barreras al tamaño de los proyectos. En el caso de las hidroeléctricas, la más usada para proyectos de gran escala es la metodología conocida como "ACM0002" y en ella se establece un límite en la superficie del reservorio (4 watts/m2). Si bien superar esta ratio implicaría grandes embalses por lo que la mayoría de proyectos de filo agua en América Latina podrían calificar, incluyendo hidroeléctricas de hasta 200 MW, la Comunidad Europea ha sido más estricta que la metodología para aceptar un proyecto hidroeléctrico: Todo proyecto de más de 20MW para ser seleccionado dentro del mercado europeo tiene que cumplir las Normas de la Comisión Mundial de Presas en el cual los reservorios sujetos a las normas son aquellos que superan los 15 m. de altura y tienen un volumen de más de tres millones de mt3.

Si bien existe la posibilidad de realizar desviaciones a metodologías aprobadas, a veces el trámite resulta lento o no es aceptado. Grandes sectores han estado sin poder acceder al mercado MDL como los sectores de transporte y forestal, a los que hace poco por fin se les han aprobado metodologías que sin embargo son muy restrictivas. Una de las áreas más importantes de las energías renovables que aún no cuenta con metodologías aprobadas es la de los biocombustibles. Si bien existen metodologías propuestas de bioetanol y biodiesel para el transporte, éstas aún no han sido aceptadas, tema que se tratará más en detalle en este mismo capítulo.

Otra barrera que pueden enfrentar los proyectos MDL para que califiquen son las dificultades para obtener la carta de aprobación de los países anfitriones. Las reglas del MDL han establecido que los proyectos MLD necesitan contribuir al desarrollo sostenible del país donde están asentados. Como es un tema complicado de definir, se dejó a los países anfitriones de los proyectos determinar soberanamente si los proyectos contribuyen o no al desarrollo sostenible del país. Felizmente este trámite en América Latina es relativamente sencillo y en general la mayoría de proyectos obtienen la aprobación en menos de dos meses.

Existen casos particulares en los que esto no sucede como en Venezuela, que aún no tiene su Autoridad Nacional Designada MDL definida. En otros países la dificultad viene porque el tema ambiental es gestionado sectorialmente, como en Perú, o por regiones como en Argentina, lo que hace que la carta de aprobación anfitrión se conceda después que comités multisectoriales o mutiregionales aprueben el proyecto, lo que en algunos casos puede demorar el proceso de manera importante. Otro elemento que hace que la carta de aprobación demore mucho es la falta

de recursos de la AND para mantener un grupo de profesionales dedicados al tema y los vacíos legales y de criterio para determinar si los proyectos contribuyen al desarrollo sostenible o no, lo que hace muy subjetiva la evaluación.

Finalmente, cabe señalar como barrera el hecho que las reglas MDL impiden a proyectos que reciben Ayuda Oficial para el Desarrollo (ODA) califiquen para el MDL. Esto cierra la puerta a muchos proyectos de energías renovables que cuentan con donaciones internacionales para su desarrollo.

IV.5 Los compromisos futuros (post-2012) y sus posibles impactos en la región

En la ultima reunión de las partes (COP11) de la United Nations Framework Conference on Climate Change (UNFCCC) en Montreal (diciembre de 2005), se comenzó a discutir el tema de los futuros compromisos post Kyoto.

En esa ocasión, quedó claro que los países del Anexo I [20] que ratificaron el Protocolo de Kyoto están considerando continuar con metas de reducción de emisiones después del término del primer período de compromiso (2008-2012); también se dejó abierta la discusión para que los países en vías de desarrollo con mayores emisiones, es decir China, India, Brasil y México se sometan de forma voluntaria a algún compromiso de reducción de gases de efecto invernadero en el futuro. En la actualidad no existe limitación de emisiones en los países en vías de desarrollo.

China e India por el momento no han cambiado su posición de no concretar objetivos para aquellos países que, como ellos, no están en el Anexo I. Corea del Sur ha insinuado repetidamente su pretensión de adquirir compromisos de reducción en el periodo post-Kyoto, pero en su informe remitido a Naciones Unidas su única conclusión al respecto es que los países industrializados deberían liderar el futuro periodo de cumplimiento.

En este contexto, las emisiones de países del Anexo I han descendido un 6,2 % entre 1990 y 2003, según datos de la Agencia Internacional de la Energía, y en el mismo periodo las de los países fuera del Anexo I se han incrementado en un 55%. China ya es el segundo emisor en el mundo e India el quinto.

Estados Unidos sigue siendo el primer emisor en el mundo y no ha dado señales para ser parte de Kyoto bajo el argumento de que afectaría al crecimiento económico del país y no admitirán adoptar futuras obligaciones si no se imponen compromisos también para los países en vías de desarrollo. Proponen en cambio otras fórmulas como metas de "intensidad de emisiones de carbono por Producto Interno Bruto" (PIB).

Mientras tanto hay consenso de que si los países en vías de desarrollo no toman medidas, los esfuerzos que hagan los países desarrollados, por más intensos que sean, no serán suficientes para mitigar el cambio climático. Sin embargo, es sumamente complicado exigir a países en vías de desarrollo aceptar restricciones de emisiones cuando aún necesitan focalizar sus esfuerzos en alcanzar el desarrollo y sus emisiones per cápita están muy por debajo del nivel de los países industrializados. La responsabilidad mayor del cambio climático es —en la actualidad— de los países industrializados por ser los mayores responsables de las emisiones acumuladas hasta el momento.

[20] Anexo I del Protocolo de Kyoto: lo integran los países más industrializados y a los cuales se les han asignado límites de emisiones basados en su mayor responsabilidad histórica en las emisiones acumuladas

Muchos países en vías de desarrollo consideran que las metas de emisiones de gases de efecto invernadero deberían ser tomadas solamente cuando lleguen a igualar el bienestar económico de los países desarrollados. Este punto de vista se basa en el principio de "responsabilidades comunes pero diferenciadas". Con este principio la UNFCCC separó a los países en dos grupos: países del Anexo I (los países más industrializados) y los países no incluidos en el Anexo I, que son los países en vías de desarrollo los cuales históricamente han emitido menos y no tienen límites de emisiones pero que se espera empiecen a cooperar en mitigar el cambio climático al tiempo que sus economías y emisiones continúen creciendo.

La tarea de definir metas nacionales de emisiones basadas en parámetros de desarrollo es muy compleja y casi estrictamente política. Sin embargo, ya se han planteado varios enfoques y es muy probable que las negociaciones giren en torno a estos. Según los estudios de Daniel Bodansky (2004)[21] y Axel Michaelowa (2005)[22] los principales enfoques son:

A) Grandfathering

El *grandfathering* consiste en la asignación de permisos de emisiones de acuerdo a una cuota de emisiones específica basada en un año base. En este sistema se basa el Protocolo de Kyoto para asignar compromisos de límites de emisiones a los países industrializados del Anexo I. Este sistema es el preferido para aquellos que tenían un nivel per cápita de emisiones muy alto en el año base. En países en vías de desarrollo que están creciendo rápidamente, el *grandfathering* complicaría mucho la tarea de cumplir con metas de emisiones fijas, en la medida que sus emisiones per-capita estarían creciendo muy rápidamente. Sin embargo, el *grandfathering* parcial de emisiones históricas es una dimensión importante en la mayoría de las propuestas de compromisos. Aunque China emite cerca del 15% del total de emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2000, sus emisiones per cápita son aún muy bajas si se comparan con las de los países industrializados. Lo mismo sucede en América Latina y en la mayoría de los países en vías de desarrollo. Por tanto, muchos países consideran muy apresurado fijar compromisos de reducción de emisiones inmediatamente después del 2012. Recientemente una forma de asignación de límites de emisiones basada en futuras proyecciones de emisiones en vez de históricas se ha introducido en la discusión[23].

B) Asignación per cápita

Las asignaciones per cápita iguales de gases de efecto invernadero ha sido propuestas por países en vías de desarrollo desde el principio del proceso de negociación del cambio climático. Un efecto inmediato de la puesta en marcha de esta propuesta sería un enorme excedente de permisos de emisión de los países del no Anexo I y un enorme déficit de permisos de los países del Anexo I, y por tanto no es parte de ninguna propuesta actual. Mientras que esta propuesta es atractiva para países en vías de desarrollo, propuestas de "intensidad de emisiones por PIB" (Propuesta de Estados Unidos) son preferidas para aquellos países con poco crecimiento poblacional, como Japón y otros países del Anexo I. Sin embargo, muchas propuestas contienen elementos de asignaciones per cápita en una fecha futura, pero tienen problemas en definir como será manejado el proceso de transición a ese futuro. Por otro lado, algunos argumentan que existen factores naturales que influencian la cantidad de emisiones per cápita, como el clima frío, o la poca disponibilidad de recursos renovables, lo que influiría en diferencias en emisiones y por tanto deben ser consideradas al ajustar las cuotas de emisiones.

---

21 Bodansky, Daniel, Sophie Chou and Christie Jorge-Tresolini. International Climate Efforts Beyond 2012: a Survey of Approaches Pew Center on Global Climate Change. December 2004.

22 Michaelowa, Axel; Tangen, Kristian and Henrik Hasselknippe " Issues and Options for the Post-2012 Climate Architecture – An Overview" DOI 10.1007/s10784-004-3665-7. International Environmental Agreements (2005) 5:5–24_ Springer 2005.

23 Tae Yong JUNG, ANCHA Srinivasan, Kentaro TAMURA, Tomonori SUDO, Rie WATANABE, Kunihiko SHIMADA "Asian perspectivas on Climate Regime Beyond 2012". Institute for Global Environmental Strategies. Hayama, Japan. 2005. Page 17.

C) Convergencia y contracción

La evolución a largo plazo del régimen sobre el clima probablemente reflejará el principio de que las emisiones de Gases de efecto invernadero deberían converger a un nivel per cápita común. Lograr esta meta implica dos pasos: i) especificar una cuota de emisiones de acuerdo a un nivel acordado de contracción de largo plazo de gases de efecto invernadero en la atmósfera ("contracción"); ii) repartir cuotas de emisiones entre los países en función de que las emisiones per cápita converjan en una fecha acordada ("convergencia").

D) Repartición basada en las emisiones acumuladas

Originalmente propuesta por Brasil en 1997 durante las negociaciones del Protocolo de Kyoto, llamaba a los países del Anexo I, como bloque, a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 30% respecto a los niveles de 1990 para el año 2020, y estableció una metodología para asignar reducciones de emisiones entre países de acuerdo a su relativa responsabilidad en el incremento de la temperatura global. La propuesta también incluía un nuevo fondo para el desarrollo limpio, el cual se convirtió luego en el Mecanismo de Desarrollo Limpio, en el cual los países desarrollados serían requeridos a contribuir si no pudieran cumplir con sus metas de emisiones, a una tasa de 10 dólares la tCO_2e, la cual sería usada para financiar proyectos de desarrollo limpios. Desde Kyoto, la propuesta brasilera se convirtió en el referente a propuestas basadas en cargas compartidas basadas en responsabilidades históricas del cambio climático.[24]

La inclusión de China, India México y Brasil a algún tipo de compromiso es aún una duda. Cualquier alternativa que se acuerde podría afectar en forma importante el mercado de carbono pero no lo terminaría. Ya existe demasiado desarrollo y avance en el sistema mundial del comercio de emisiones para que este sea dejado de lado en el futuro, más aún cuando la Unión Europea se ha comprometido a continuar su Esquema de Comercio de Emisiones, independientemente de lo que suceda en el futuro.

Si Japón y Canadá —como parece— acceden a continuar con metas de emisiones, Estados Unidos quedaría aislado. Este aislamiento dejaría fuera ya por mucho tiempo a este país del esquema multilateral de incentivos para desplazar tecnologías anticuadas intensivas en carbono y fuera del sistema de mitigación global. En este sentido las empresas privadas americanas y algunos Estados individualmente buscarían iniciativas para alinearse a los compromisos mundiales para de esta forma integrarse a la economía mundial y ser competitivos. Por tanto, es probable que en el largo plazo —de una u otra forma— Estados Unidos se pueda alinear con los demás países en el tema del cambio climático y el comercio de emisiones.

[24] Bodansky, Daniel, Sophie Chou and Christie Jorge-Tresolini. International Climate Efforts Beyond 2012: a Survey of Approaches Pew Center on Global Climate Change. December 2004. Page. 22.

Bibliografía

A Guide to the Climate Change Convention Process (2002), Preliminary 2nd edition Climate Change Secretariat Bonn, UNFCCC

Altomonte, H., M. Coviello y W. Lutz (2003), Eficiencia energética y energías renovables en América Latina: restricciones y perspectivas, serie Recursos naturales e infraestructura, Nº 65 (LC/L.1997-P), Santiago de Chile, CEPAL, octubre. Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: S.03.II.G.135.

Allen, James and Anthony White (2005). Carbon Trading. Electric Perspectives. Copyright Edison Electric Institute Sep/Oct 2005. Provided by ProQuest Information and Learning Company. http://www.findarticles.com/p/articles/mi_qa3650/is_200509/ai_n15351002

Allen, James and Anthony White (2005). Carbon Trading. Electric Perspectives. Copyright Edison Electric Institute Sep/Oct 2005. Provided by ProQuest Information and Learning Company.

ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) (2005), Banco de Informações da Geração, www.aneel.gov.br.

ANP (Agência Nacional do Petróleo) (2005), Anuário estadístico, 2005

_____ 2006, Capacidade Autorizada de Plantas de Produção de Biodiesel, Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, disponible en http://www.anp.gov.br/petro/ capacidade_plantas.asp, consultado en julio de 2006

Ardenghi, R.F., 2006, "Abastecimento e Distribuição do Biodiesel: a realidade brasileira e o desafio regulatório", Seminário Comercialização e Distribuição de Biodiesel no Brasil, Grupo O Dia e Petrobras Distribuidora, Rio de Janeiro

Ashton, J., and X. Wang (2003).. Equity and climate: In principle and practice. In Beyond Kyoto: Advancing the international effort against climate change, 61-84. Arlington, VA: Pew Centre on Global Climate Change. 2003.

Asturias, R., "Jatropha Curcas: un cultivo energética en Guatemala", VII Foro Regional: Incentivos a las Energías Renovables y Biocombustibles en Centroamérica, AEA Alianza en Energía y Ambiente con Centro América, San Salvador

Banco Informacioes sobre Energías Renovaveis (2006), "Biomassa , Eólica Governo e Investimentos, PCHS". Noticia, Agosto 2006

Banco Mundial (2006), "Proyecto Electrificación Rural del Perú" – www.bancomundial.org.pe

Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico e Social, BNDES (2005), "Programa de Apoio Finbanciero a Investimnts em Gontes SAlternativas de Energía léctrica no ámbito do PROINFA" www.eletrobras.gov.br/EM_programas_proinfa/

Bastos, L.G., (1988), "Energía solar", Propuesta para un Plan Nacional de Desarrollo de las Fuentes Nuevas y Renovables de Energía, proyecto PER/86/011, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)/Consejo Nacional de Energía (CONERG)/Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Bodansky, Daniel, Sophie Chou and Christie Jorge-Tresolini (2004).. International Climate Efforts Beyond 2012: a Survey of Approaches Pew Center on Global Climate Change. December 2004.

Bolivia hoy, 2005, "Bolivia tendrá alcohol carburante para mezcla con gasolina", disponible en http://www.ibce.org.bo/documentos/carburante.htm (Instituto Boliviano de Comercio Exterior), consultado en julio de 2006

BUN-CA, E+Co (2003), Promoción de Energía renovable en Centroamérica (actualización a diciembre de 2003), www.bun-ca.org.

CAEMA (2003). " The state of development of national CDM Offices in Central and south America" An institutional evaluation by the Andean Center for Economics in the Environment for the department of foreign Affairs and International trade – Climate change and energy Division. Canadá, January . 2003.

Cala Hederich, D.F., 2003, Proyecto para Producción de Biodiesel a partir de Palma Africana en Colombia, CORPODIB Corporación para el Desarrollo Industrial de la Biotecnología y Produccion Limpia, Bogotá

Campodonico, H. (2001), Consecuencias del *shock* petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, serie Recursos naturales e infraestructura, Nº 24 (LC/L.1542-P), Santiago de Chile, CEPAL, junio. Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: S.01.II.G.86.

Carbon market Update for CDM Host Countries (2005).. CD4CDM project. UNEP Riso Centre and IETA. Issues No 1 and No 2. May and Sept. 2005.

Caring for Climate (2005). A guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol UNFCCC (2005).

Castro, P., Calle, J., Coello, J., Castillo, L., Villanueva, A., Acosta, F., 2005, Opciones para la Producción de Biodiesel en el Perú, Universidad Nacional Agraria La Molina, Lima

CCAD (Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo) (2003), Estrategia forestal centroamericana, San Salvador, Sistema de la Integración Centroamericana (SICA).

_____(Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo) (2005), "Declaración de San Pedro Sula sobre Energía Renovable y Medio Ambiente", Febrero 2005.

_____(Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo) (2006), Noticias I – III semestre 2006

_____(Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo) (2006), "Acuerdo de los Ministros de Ambiente y Energía de Centroamérica", VII Foro Regional, Febrero 2006.

Center for Sustainable Development in the Americas (2000) "Latin American Perspectives on Climate Change – A Briefing Book". Pew Center on Global Climate Change. July 11, 2000.

Centro Nacional de Análisis y Documentación Judicial de Guatemala , CENADOJ (2004), "Decreto No. 52-3002 – Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energías Renovables".

CEPAL (2003a), Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe: el aporte de las fuentes renovables (LC/L.1966), Santiago de Chile.

_____(2003b), Propuesta para una estrategia sustentable del subsector hidrocarburos en Centroamérica (LC/MEX/L.582), México, D.F., Sede Subregional de la CEPAL en México, noviembre de 2003.

_____(2004b), Perspectivas de un programa de biocombustibles en América Central (LC/MEX/L.606), México, D.F., Sede Subregional de la CEPAL en México.

_____(Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2004a), El tratado de libre comercio Centroamérica-Estados Unidos: resultados de la negociación y características principales (LC/MEX/ R.854), México, D.F., Sede Subregional de la CEPAL en México.

_____(2005), Anuario estadístico de América Latina y el Caribe, 2004, Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas,.

_____(2004)a, Perspectivas de un Programa de Biocombustibles en América Central, (preparado por Horta Nogueira, L.A.), Proyecto CEPAL/GTZ Uso Sustentable de Hidrocarburos, México, D.F.

_____(2004b), Aspectos complementarios para la definición de un Programa de Bioetanol en América Central (preparado por Horta Nogueira, L.A.), Proyecto CEPAL/GTZ Uso Sustentable de Hidrocarburos, México, D.F.

_____(2006), Costos y precios para etanol en Centro América, (preparado por Horta Nogueira, L.A.), Proyecto CEPAL/Gobierno de Italia, México, D.F.

CEPAL/GTZ (2004), Fuentes Renovables de Energía en América Latina y el Caribe: Situación y Propuestas de Políticas". LcL 2132. May 2004

CEPAL/OLADE/GTZ (Comisión Económica de América Latina y el Caribe/Organización Latinoamericana de Energía/Sociedad Alemana de Cooperación Técnica) (2004), Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas, serie Cuadernos de la CEPAL, Nº 89, Santiago de Chile, por aparecer.

CEPAL/PNUMA (Comisión Económica para América Latina y el Caribe/Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) (2002), La sostenibilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: desafíos y oportunidades (LC/G.2145/Rev.1-P), Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: S.02.II.G.48.

CEPEL (2000), Position Paper on Dams and Environment, www.icold-cigb.org

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) (2001), Atlas do potencial eólico brasileiro, Rio de Janeiro.

CGEE, 2005, Biocombustíveis, preparado por Macedo, I.C. y Horta Nogueira, L.A., Centro de Gestão de Estudos Estratégicos, Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Brasília

CNE, 2006, Perspectiva de los biocombustibles en la República Dominicana, (Comisión Nacional de Energía), Seminario Internacional de Biocombustibles, MME/OLADE, Brasilia, abril de 2006

CO2e.com. Glossary http://www.co2e.com/common/glossary.asp.

Coelho, S.T. y J. Goldemberg (2004), "Alternative transportation fuels: contemporary case studies", The Encyclopedia of Energy, Elsevier Inc.

Comisión Europea (2003a), External Costs: Research Results on Socio-environmental Damages due to Electricity and Transport, Bruselas.

_____(2003b): Renewable Energy for Europe: Campaing for Take-off, Bruselas.

Comisión Nacional de Energía de Chile, CNE (2005), "Marco de Desarrollo de las Energías Renovables en Chile" www.cne.cl/medio_amb/f_medio_amb.html

Comisión Nacional de Energía de Nicaragua (2005), "Ley No. 532 – Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables"

Comisión Presidencial sobre Objetivos del Milenio y Desarrollo Sostenible – Republica Dominican (2006) – proceedings del Seminario Internacional de Biocombustibles 2006.

Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador, CONELEC (2006), "Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales" – Regulación Conelec 004/04, reformada

Corporación de Fomento, CORFO (2006), Convocatoria del Concurso CORFO/CNE 2006 para proyectos de pequeños tamano para generación de energía renovable

Coviello(1998), Financiamiento y regulación de las fuentes renovables de energía, serie Medio ambiente y desarrollo, Nº 13 (LC/L.1162-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

_____(2002), Geothermal Energy Resources for Developing Countries, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

_____(2003), Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, serie Recursos naturales e infraestructura, Nº 63 (LC/L.1976-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: S.03.II.G.134.

Coviello, M. y H. Altomonte (2003), Energy sustainability in Latin America and the Caribbean: the share of renewable sources (LC/L.1966), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Coviello, M. y M.E. Barrientos (1998), La participación privada en el desarrollo de la geotermia en América Latina (LC/R.1872), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Coviello, Manlio (2003) Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe" Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Nº 63 (LC/L.1976-P), Santiago de Chile, CEPAL, septiembre de 2003. Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: S.03.II.G.134

Eguren, L. (2003), El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, por aparcer.

_____(2004). El Mercado de Carbono en América Latina y el Caribe: Balance y Perspectivas. Serie Medio Medio Ambiente y Desarrollo, No 83, CEPAL, marzo 2004.

_____(2006). "Analysis of the Present Situation and Future prospects of the Clean Development Mechanism (cdm) in the fealac Member Countries. CEPAL. Santiago de Chile. Abril. 2006.

EIA (Energy Information Administration) (2005), "Federal Energy Markets Interventions", www.eia.doe.gov.

_____(2005b), "Energy Information Administration/International Energy Database" www.eia.doe.gov .

EIA/DOE, 2006, Petroleum Products Prices, Energy Information Administration, Departament of Energy, www.eia.doe.gov, consultado en julio de 2006

Ellis, J., J. Corfee-Morlot, and H. Winkler (2004). Taking stock of progress under the Clean Development Mechanisms. (CDM). OECD/IEA. COM/ENV/EPOC/IEA/SLT (2004)4/FINAL.

ENAP, 2006, Presentación ENAP, Seminario Internacional de Biocombustibles, MME/OLADE, Brasilia, abril de 2006

ERS, 2006, Oil Crops Outlook, Economic Research Service, Department of Agricultura, disponible en http://usda.mannlib.cornell.edu, consultado en julio de 2006

Evolución de precios del EUA: European Climate Exchange http://www.ecxeurope.com/index_flash.php

F.O.Licht, 2005, World Ethanol & Biofuels Report, Vol.3 , No.22, July/ 2005

FAO (2002a), Economic Analysis of Wood Energy Systems, Programa de Dendroenergía de la Dirección de Recursos Forestales.

_____(2002b), Economic Análisis of Wood Energy Systems, Roma, Dirección de Recursos Forestales.

_____(2003b), Centroamérica frente al cambio climático, Proyecto de Bosques y Cambio Climático en América Central (PBCC), octubre. Forst & Sullivan (2002), El mercado de energía renovable de América Latina.

_____(2005), Sistema de información estadístico, FAOSTAT/Forestry Products,

_____(s/f), Country profiles, http://www.fao.org/countryprofiles.

_____(2001), Unified Wood Energy Terminology (UWET), www.fao.org/forestry/fop/foph/energy/doc/uwet/

FAO/CCAD (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación/Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo) (2003a), Centroamérica frente al cambio climático, Proyecto de Bosques y Cambio Climático en América Central (PBCC), octubre.

FAOSTAT, 2006, FAO STATISTICS: Agriculture, disponible en www.fao.org, consultado en julio de 2006

Fenhann, Jørgen (2006) CDM Pipeline review and data base, UNEP Risø Centre June 20, 2006. http://cd4cdm.org/

Fraguío, M., 2006, La Argentina ante el desafío de los biocombustibles, MAIZAR Asociación Maíz Argentino, Buenos Aires

Fundación Emisión, 2005, Feasibility Study for Ethanol Production in Mexico from Maize and Sugar Cane, BBI International Consulting, México

Geller, H. y otros (2004), "Policies for advancing energy efficiency and renewable energy use in Brazil", Energy Policy, vol. 32.

Gerard Wynn (2006) "UN Kyoto Chief Judges Climate Change Options" Planet Ark. World Environment News 31/5/2006

Goldemberg J. (2003), "Outlook for renewable energies and energy efficiency after the WWSD". presentación del evento latinoamericano de Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership, São Paulo, agosto.

Goldemberg, G. y S. Coelho (2002), "Renewable energy: traditional biomass vs modern biomass", por aparecer.

Goldemberg, G., S. Coelho S. y O. Lucon (2002), "How adequate policies can push renewables", por aparecer.

Goldemberg, J. y otros (2003a), "Ethanol learning curve: the Brazilian experience", Biomass and Bioenergy, vol. 26, Nº 3.

GTZ Sociedad Alemana de Cooperación Técnica) (2003), "Estudio básico sobre potenciales, proyectos y actores en el área de energías renovables de la República Dominicana"

_____ Sociedad Alemana de Cooperación Técnica) (2005), "El mercado de las Energías Renovables en Nicaragua", programa MASRENACE, Junio 2005.

_____(2003b), "How adequate policies can push renewables", Energy Policy, vol. 32, Nº 9.

Hart Downstream Energy Services, 2004, Ethanol Market Fundamentals, New York Board of Trade, New York

Hernández, G.P., Situación actual y perspectivas de los biocombustibles en Cuba, Seminario Internacional de Biocombustibles, MME/OLADE, Brasilia, abril de 2006

Horta Nogueira, L.A. (1988), Propuesta para un Plan Nacional de Desarrollo de las Fuentes Nuevas y Renovables de Energía: Energía de Biomasa (Proyecto PER/86/011), Lima, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)/Consejo Nacional de Energía (CONERG)/Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Horta Nogueira, L.A. (2003), "Perspectivas de un programa de biocombustibles en América Central", proyecto CEPAL/República Federal de Alemania "Uso sustentable de hidrocarburos", Santiago de Chile, diciembre.

Horta Nogueira, L.A., (2005), "Biodiesel in Brazil", Workshop on Sustainable Biomass Production for the World Market, IEA Bioenergy Task 40: Sustainable Bioenergy Trade, Campinas

http://www.findarticles.com/p/articles/mi_qa3650/is_200509/ai_n15351002.

IBAMA (Instituto Brasileño del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables) (1998). PROCONVE – Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículo Automotores, Brasilia.

_____ 2006, PROCONVE - Programa de Controle das Emissões Veiculares, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, Brasília, disponible en www.ibama.gov.br/proconve , consultado en julio de 2006

IBGE, 2006, Anuário Estatístico do Brasil, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Rio de Janeiro

IDEE/FB (Instituto de Economía Energética/Fundación Bariloche) (2001), Estudio integral de energía del Perú, documento preparado para la Oficina Técnica de Energía (OTERG) del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

IEA (2006), Renewable Information , París.

_____(2005), Developing Climate finedly Technolgoies through Collaboration with Developing Countries , París.

_____(2006), Renewables in Global Energy Supply: An IEA Fact Sheet, París.

_____(2006), "Energy Balances of non-OECD Countires, 2003-2004", www.iea.org.

_____(Organismo Internacional de Energía) (2006), "Energy Statistics in non-OECD countris 2003-2004"

_____(2006), "Renewable Information ", www.iea.org..

IEA/EET, 2005, Biofuels for Transport: An International Perspective, International Energy Agency, Paris

IICA, Inter-American Institute for Cooperation on Agriculture (2006), "Ley No. 26.093 - Regimen de Regulación y Promoción para la Producción y el Uso Sustentable de Biocombustible en la Argentina"

ILUMINA (Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico) (2001), Será que esses números não dizem nada?, Rio de Janeiro, www.ilumina.org.br.

IMF (2006) Global Development Finance 2006.The Development Potential of Surging Capital Flows . IMF. 2006

International Institute for Sustainable Development (2005) - IISD "COP/MOP 1 FINAL" Earth Negotiations Bulletin – A Reporting Service for Environment and Development negotiations. Vol 12 No 291. Published by the International Institute for Sustainable Development (IISD). Monday, 12 December 2005. www.iisd.ca/climate/cop11/

IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambios Climáticos) (2001), Climate Change 2001: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, Cambridge University Press.

Jahn, M., A. Michaelowa, S. Raubenheimer, and H. Liptow (2003). Unilateral CDM–chances and pitfalls. version 3.2. Eschborn, Germany: Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. 2003.

Johansson, T.B. y J. Goldemberg (2002), Energy for Sustainable Development, Nueva York, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

Jotzo, Frank y Axel Michaelowa (2001) "Estimating the CDM market under the Bonn agreement" "Discussion Paper 145. Hamburg institute of International Economics (HWWA) 2001.

Kafarov, V., Ojeda, K., Sánchez, E., 2006, Situación y Perspectiva de Biocombustibles en Colombia, Centro de Investigaciones en Simulación y Control de Procesos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga

KEY GHG DATA Greenhouse Gas (GHG) Emissions Data for 1990 – 2003 submitted to the UNFCCC. UNFCCC, November 2005.

Khalil, C.N., 2006, "O que é biodiesel e quem produz no Brasil", Seminário Comercialização e Distribuição de Biodiesel no Brasil, Grupo O Dia e Petrobras Distribuidora, Rio de Janeiro

Kojima, M. and Johnson, T. (2005) Potential for biofuels for transport in developing countries. Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), Octubre 2005, Washington, EEUU

LAICA, 2005, Informe Estadístico 2003-2004, Liga Agrícola Industrial de la Caña de Azúcar, San José

Lamech, Ranjit y Kazim Saeed (2003) " What International Investors Look For When Investing In Developing Countries - Results from a Survey of International Investors in the Power Sector. World Bank. Energy and Mining Sector Board Discussion Paper. Paper no. 6. may 2003.

LAMNET (2002), "Latin American Thematic Network on Bioenergy", www.bioenerfgy-lamnet.org.

Learning from State Action on Climate Change (2006). March 2006 Update. Pew Center on Global Climate Change. March 2006.

Leaungpattarawong, Supara (2005). CDM in Thailand. The Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning. Ministry of Natural Resources and Environment. Thailand, 2005.

Lecocq, F., and K. Capoor (2005). State and trends of the carbon market 2005. Washington, D.C.: The World Bank. 2005.

Lerda, J.C., J. Acquatella y J.J. Gómez (2003), Integración, coherencia y coordinación de políticas públicas sectoriales, serie Medio ambiente y desarrollo, Nº 76 (2026-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: S.03.II.G.190.

Lubomir Nondek and Anne Arquit Niederberger (2003) "Statistical Analysis confirms Kyoto capacity Building needs" July 2003. The survey is in the workshop report "Capacity building for the Kyoto Protocol" Sigriswil, Switzerland, September23 – 25, 2002, presented in April, 2003.

Macedo, I.C., (2006), Biomass as a Source of Energy, Report prepared for the InterAcademy Council study on "Transitions to Sustainable Energy Systems", draft

MADR, (2006), Biocombustibles: Situación nacional y perspectivas de desarrollo en Colombia, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural de Colombia, Primer Encuentro Interamericano de Biocombustibles, MAPA/IICA, São Paulo, mayo de 2006

MEM, (2005), Programa de Formulación de Biocombustibles, Ministerio de Energía y Minas, Quito

MIC, (2006ª), Resoluciones (Marco Legal), Ministerio de Industria y Comercio de Paraguay, Asunción, disponible en http://www.mic.gov.py/, consultado en julio de 2006

_____ (2006b), Estadísticas (Combustibles), Ministerio de Industria y Comercio de Paraguay, Asunción, disponible en http://www.mic.gov.py/, consultado en julio de 2006

_____(2006c), Informe de Gestión 2005, Ministerio de Industria y Comercio de Paraguay, Asunción, disponible en http://www.mic.gov.py/, consultado en julio de 2006

Michaelowa, Axel, Müller-Pelzer, Felicia, Jung, Martina, Dutschke, Michael, Krey, Matthias and Sonja Butzengeiger (2005) "COP 10: getting the CDM started and pondering the future of the climate policy regime". Hamburg climate + paper. Hamburg Institute of International Economics. HWWA. 1/2005.

Michaelowa, Axel; Tangen, Kristian and Henrik Hasselknippe (2005) "Issues and Options for the Post-2012 Climate Architecture–An Overview" DOI 10.1007/s10784-004-3665-7. International Environmental Agreements (2005) 5:5–24_Springer 2005.

MINAE (Ministerio del Ambiente y Energía) (2003), IV Plan Nacional de Energía, 2002-2016, San José, Costa Rica, febrero.

Ministerio de Energia y Minas del Perú (2003), Plan de Electrificación Rural, 2003-2012, Lima, Dirección Ejecutiva de Proyectos.

Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay (2006), "Decreto 77/006 – Regimen de Contratación especial para Generación Eléctrica a partir de fuentes renovables". Marzo 2006

Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales, MARN, El Salvador (2006), "El Sistema de Fomento de Energías Renovables, SIFER."

MME (Ministério das Minas e Energia) (2005), Brazilian Energy Balance, Secretaria de Energia, Brasilia.

_____(2006), Balanço Energético Brasileiro 2005, Ministério de Minas e Energia, Brasília

Moreira, J.R. y J. Goldemberg (1999), "The Alcohol Program", Energy Policy, vol. 27.

Motor, (2006), "Renault lanzó en Paraguay su nuevo Clio con Motor Flex", La Guia del MOTOR, disponible en http://www.guiamotor.com/flashmotor/Noticia.aspx?IdNoticia=9858/, consultado en julio de 2006

Musmanni Sobrado, S., 2006, "Producción de Biodiesel:potencial en Costa Rica", VII Foro Regional: Incentivos a las Energías Renovables y Biocombustibles en Centroamérica, AEA Alianza en Energía y Ambiente con Centro América, San Salvador

Naciones Unidas (2003): Plan de Aplicación de las Decisiones de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo, Departamento Asuntos Económicos y Sociales, disponible en www.un.org/esa/sustdev/documents/WSSD_POI_PD/Spanish

Nastari, P. / DATAGRO, 2005, "Etanol de Cana-de-Açúcar: O Combustível de Hoje", Seminário PROÁLCOOL- 30 ANOS DEPOIS, Agência Estado - Única, São Paulo, Noviembre de 2005

NYBOT, 2006, NYBOT Markets: Sugar, New YCork Board of Trade, www.nybot.com, consultado en julio de 2006

Ocampo, F., 1993, "Biodiesel", Revista del Colegio de Ingenieros de Nicaragua, Managua, junio-agosto de 1993

OLADE (Organización Latinoamérica de Energía) (2005), Balances Energéticos de los países de América Latina y el Caribe, Sistema de Información Economica Energética (SIEE), www.olade.ec.org/siee.

OLADE, 2006, SIEE Sistema de Informaciones Económicas y Energéticas, Organización Latinoamericana de Energía, Quito

OLADE/CEPAL/GTZ (Organización Latinoamericana de Energía/Comisión Económica para América Latina y el Caribe/Sociedad Alemana de Cooperación Técnica) (1997), Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: enfoques de políticas energéticas, Quito.

Oliverio, L., 2005, Processo DHR - Dedini Hidrólise Rápida, Dedini Indústrias de Base, Piracicaba

Paim, A. (2002), A potencialidade inexplorada do setor florestal brasileiro, São Paulo, Sociedade Brasileira de Silvicultura..

Patusco, J.A (2002), "A lenha na matriz energética brasileira"

Patzek, T. W. 2004, "Thermodynamics of the corn-ethanol biofuel cycle", Critical Reviews in Plant Sciences, 23(6), versión actualizada disponible en http://petroleum.berkeley.edu/papers/-patzek/CRPS416-Patzek-Web.pdf.

PDVSA/Petrobras, 2005, Exportação Venezuela: logísitica integrada, Seminario sobre la Experiencia Brasileña com Etanol Carburante, CEPAL y CCHAC (Comité de Cordinadores de Hidrocarburos de América Central), São Paulo, septiembre de 2005

PEW Center on Climate Change (2005) "Summary of key decisions from COP 11 and COP/MOP 1, held in Montreal, Nov. 28 - Dec. 10, 2005."

PNUMA/ROLAC (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente/Oficina Regional para América Latina y el Caribe) (2002): Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, www.rolac.unep.mx/ilc_esp.pdf

Programa Chile Sustentable (2002): Las fuentes renovables de energía y el uso eficiente: opciones de políticas energéticas sustentables, Santiago de Chile.

Prototype Carbon Fund (2005): Project Portfolio Development, Banco Mundial, www.prototypecarbonfund.org.

Proyecto Producción Limpia en Costa Rica, 2005, Estudio de la factibilidad económica y ambiental del etanol como oxigenante en la gasolina de Costa Rica, (informe preparado por Horta Nogueira, L. A.), Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), Ministerio de Salud (MS) y Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), Cooperación Técnica Alemana (GTZ), San José

Ramírez, P., 2006, ENAP y IANSA acordaron iniciar los estudios de factibilidad para el desarrollo en el área de biocombustibles, noticia de 13/3/06 en el sitio WEB AtinaBiotec!, disponible en http://www.atinabiotec.cl/node/163, consultada en julio de 2006

RECOPE, 2005, Estudio del Caso de Biocombustibles en Costa Rica: Gasolina con Etanol, VII Foro Regional: Incentivos a las Energías Renovables y Biocombustibles en Centroamérica, San Salvador

RECOPE, 2006, Avances Plan Piloto Estaciones de Servicio a cargo de RECOPE, Comisión Técnica Interinstitucional de Trabajo para el Proyecto Gasolina Regular con Etanol, MAG/ RECOPE/ MINAE, San José

Renewable 2004 – International Action Programme (2006), Mexico Renewable Energy Initiative

Rocha, J.D., Cortez, L.A., 2005, "Álcool e Biodiesel: oportunidades para o Brasil", Fórum de Debates: Combustíveis alternativos: impactos na indústria química e na sociedade, Instituto Nacional de Tecnologia, Rio de Janeiro

Rocha, R., 2005, "A cultura do dendê: Aspectos gerais e importância para o programa nacional de produção e uso do biodiesel", Seminario A Cultura do Dendê no Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, INCRA, Palmas, Tocantins

Rosenzweig, Richard and Rob Youngman (2005). Looking forward from 2005: more surprises to come? Natsource. 2005. In "Greenhouse Gas Market 2005: The rubber hits the road" Editor: Robert Dornau. International Emission Trading Association (IETA), 2005.

SAGPA, 2006, Programa Nacional de Biocombustibles de Argentina, Secretaria de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos, Primer Encuentro Interamericano de Biocombustibles, MAPA/IICA, São Paulo, mayo de 2006

Salomón, R., 2006, "Etanol: Combustible Alternativo", Prensa Latina, 20/07/2006, en www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia29/HTML/articulo07.htm, consultado en julio de 2006

Sawin J. y C. Flavin (2003), "National Policy Instruments", documento preparado para la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables (Bonn, 2004).

Secretaría de Energía de Argentina (2006), "proyecto de Ley – Regimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica"

Secretaría de Energía de México (2002), Prospectivas del sector eléctrico en México, 2002-2011, México, D.F.

Secretaría de Energía de México / GTZ (2006) , "Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable de México".

Secretaría de Estado de Energía / Ministerio de Economía y Obras Públicas de la Provincia de Santa Cruz, Argentina (2005), "Regimen de Promoción de las Energía Renovables" Agosto 2005.

Secretaría de Estado de Industria y Comercio (2003), Revista Energías renovables en acción, Santo Domingo, octubre.

Shell International (2001): "Exploring the Future: Energy Needs, Choices and Possibilities".

Sistema de Integración Centroamericano,SICA (2006), "Alianza en Energía y Ambiente en Centro América. AEA". Noticias 2005-2006

Smil V.,(1999), Energies, Cambridge, Massachusetts, The MIT Press.

Smil,V., (2003), Energy at the Crossroads: Global Perspectives and Uncertainties, Cambridge, Massachusetts, The MIT Press.

Sonntag-O'Brien, V. y E. Eusher (2003), "Mobilising Finance for Renewable Energies", documento preparado para la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables (Bonn, 2004).

Sotella, R. (2002), "Diagnostico de los principales problemas y oportunidades para el incremento de las fuentes renovables de energía", Plan Nacional de las Energías Renovables de Costa Rica 2001-2015, San José, Costa Rica, Ministerio del Ambiente y Energía, enero.

Souza, M.A.A., 2006, "ANP e Qualidade do Biodiesel", Seminário Comercialização e Distribuição de Biodiesel no Brasil, Grupo O Dia e Petrobras Distribuidora, Rio de Janeiro

Stéphane Dion, Environment Minister, Canada. "Canada's domestic approach and the importance of an international response to climate change" In "Greenhouse Gas Market 2005: The rubber hits the road" Editor: Robert Dornau. International Emission Trading Association (IETA), 2005.

Tae Yong JUNG, ANCHA Srinivasan, Kentaro TAMURA, Tomonori SUDO, Rie WATANABE, Kunihiko SHIMADA (2005) "Asian perspectivas on Climate Regime Beyond 2012". Institute for Global Environmental Strategies - IGES. Hayama, Japan, 2005.

The Johannesburg Renewable Energy Coalition (2003), "Elements for an International Coalition Strategy and Action Plan", www.jrec.org.

The World Bank (2005) "Technical and Economic Assessment: Off Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies Summary Report" Discussion Paper. Word Bank. Energy Unit. Energy and Water Department. November 2005.

Triunfo, G.; Larrosa, D., 2006, La Agroenergía: una alternativa necesaria para Uruguay, Ministerio de Industria, Energía y Minería, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, Montevideo

UNEPs 4-year project on Capacity Development for the CDM with funding from the government of the Netherlands. http://cd4cdm.org/

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change), 2006. www.unfccc.int. Information about: Designated Operation Entities Designated National Authorities, Approved Methodologies, Project activities and registered projects.

UNFCCC/CCNUCC (2005) CDM – Executive Board EB 22 meeting Report. Annex 3. Clarifications on the consideration of national and/or Sectoral policies and circumstances in baseline scenarios (Version 02). 2005

UNICA, 2006, Estatísticas, União dos Produtores de Açúcar e Álcool doda Agroindustria Canavieira Estado de São Paulo, disponible en http://www.portalunica.com.br , consultado en julio de 2006

United Nations Framework Convention on Climate Change (2004). The First Ten Years. UNFCCC, 2004.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) (2002), Plan de Expansión de Referencia: Generación y Transmisión – 2002-2011, Bogotá, D.C.

UPME, 2006, Los Biocombustibles en Colombia, Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Energía y Minas, Bogotá

WEC (Consejo Mundial de la Energía) (2005), "Survey of Energy Resources 2004, 22th Edition"

Wood, B. J.; Corley, R. H. V., 1991, "The energy balance of oil palm cultivation", Proceedings of PORIM INTERNATIONAL PALM OIL CONFERENCE, Palm Oil Research Institute of Malaysia, Kuala Lumpur

Worldwatch Institute (2004) "Biofuels for Transportation - Global Potential and Implications for Sustainable Agriculture and Energy in the 21st century" —extended summary— German Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection (BMELV), en cooperación con la Agencia de Cooperación Alemana (GTZ) y la Agencia de Recursos Renovables (FNR). Washington, D.C. June 7, 2006.

Ximena, C., 2004, Programa de Alcohol Carburante en Colombia, (ECOPETROL), ASOCAÑA, Bogotá

Anexo 1
Conceptos-base y metodología para el cálculo de la oferta total de energía y de las fracciones de renovabilidad

Los conceptos de "renovabilidad" y "sostenibilidad" de la energía constituyen un tema de amplio debate. En el presente documento, se plantea la renovabilidad como un atributo de la fuente energética, mientras que a la sostenibilidad se le atribuye al uso de las diferentes fuentes de energía (CEPAL, 2003).

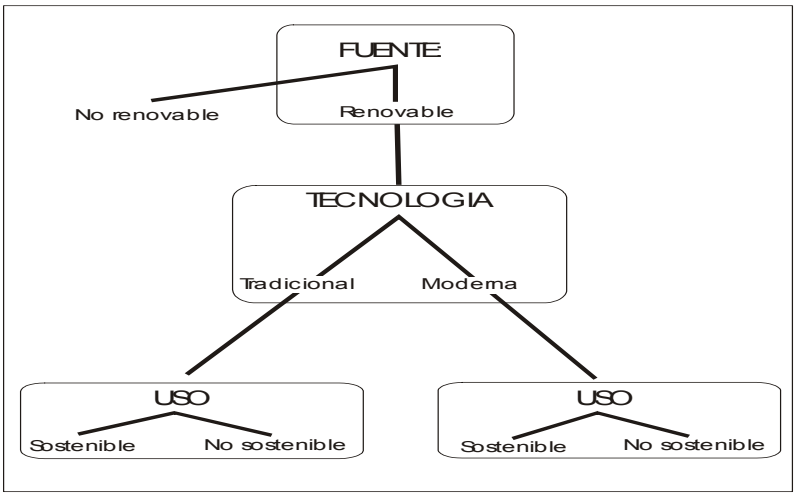
Si bien en este documento no se ha clasificado a la biomasa en "moderna" y "tradicional", es frecuente encontrar esta denominación que se relaciona, tanto con la tecnología utilizada para la extracción de la dendroenergía, como con su uso final. De esta forma, el uso (o la tecnología) tradicional se relaciona con la energía de biomasa destinada a la calefacción y la preparación de alimentos en los hogares, mientras que el uso moderno se refiere a la biomasa destinada a la generación de: electricidad, vapor y producción de biocombustibles.

La porción no sostenible de la biomasa está básicamente compuesta por la leña que proviene de la deforestación. La biomasa sostenible incluye residuos animales, vegetales, urbanos, además de la leña obtenida en forma sostenible.

Por ejemplo, se puede obtener leña por medio de:

- recolección de: ramas secas y, en ocasiones, procesos de poda;
- tala de árboles a una tasa inferior a la de regeneración natural; y
- tala de árboles seguida de plantación de las especies cortadas.

Así, la propuesta conceptual de la CEPAL se puede representar gráficamente de la siguiente manera:



Fuente: Documento CEPAL, Serie LcL 2132.(2004)

En los países escandinavos, por ejemplo, se puede afirmar que toda la leña quemada para satisfacer el consumo residencial es sostenible, lo que ciertamente no ocurre en los países en desarrollo, particularmente en los países de la región, donde la biomasa leñosa desempeña, además, un papel importante en la oferta total de energía (OTE). De hecho, como se verá más adelante, en algunos países centroamericanos el aporte de la leña supera el 40% de la OTE.

1. Metodología aplicada en el estudio

La Plataforma de Brasilia sobre Energías Renovables establece cómo calcular la participación de las fuentes renovables sobre el consumo total de energía. Sin embargo, en este trabajo se ha optado por calcular dicha fracción sobre la oferta total, por cuanto si se hubiera calculado la participación sobre el consumo, metodológicamente:

- no se habrían incorporado las pérdidas de transformación, o al menos haría muy engorroso el cálculo de las mismas para aquellas fuentes que proceden de un proceso previo de transformación (por ejemplo, el caso del carbón vegetal producido a partir de la leña) o de más de un proceso de transformación (el caso de la energía eléctrica producida con diesel o fuel oil);
- se habría dejado de lado una cuantificación de las pérdidas cercanas a casi el 50% del insumo en carboneras de la leña transformada en carbón vegetal; y
- no se habría dado cuenta de las pérdidas en los sistemas de transmisión de electricidad y de transporte de derivados (poliductos, camiones, otros) y de las de distribución eléctrica o comercialización de derivados.

Con el objeto de poder proceder al cálculo de la participación de las fuentes renovables, se prefiere hacer referencia a la Oferta Total de Energía (OTE) medida como:

OTE = OTE primaria + OTE secundaria – producción de energía secundaria

Esta forma de calcular se ajusta más a los objetivos previstos en la Plataforma de Brasilia por cuanto:

- da cuenta de la presión que sufren los recursos no renovables de un país, así como de la real participación de los recursos renovables;
- incorpora todo el flujo físico del sistema de abastecimiento;
- en el caso de los países importadores de derivados, se cuantificaría su aporte de una forma más próxima a la realidad; y
- en el caso de los países exportadores, se tiene en cuenta la presión sobre los recursos, dado que en la ecuación de cálculo de la oferta total, se considera la presión que ejercen las exportaciones en la producción de energía primaria.

Al igual que en todos los casos asociados a la contabilidad energética, se debe proceder a observar una serie de convenciones. Para el cierre de la ecuación de oferta, si fuera necesario, y en el caso de los países con intercambio de energía eléctrica, quedaría pendiente contabilizar el saldo comercial y las variaciones de existencia correspondientes.

Para ello, en el presente trabajo se adopta la siguiente convención: si el saldo es positivo (es decir, las importaciones superan a las exportaciones) se adopta el criterio de que esa fuente no genera impactos ambientales en el país importador. Para no causar aumentos de participaciones ficticias de las fuentes renovables en el país analizado, se suma dicho saldo a las otras fuentes. En caso contrario, debería analizarse el balance del centro de transformación y el origen de la producción eléctrica. Por ejemplo, en el caso de Paraguay, el 100% de la exportación es de energía hidroeléctrica; por lo tanto, corresponderá asignarlo a esa fuente. En los casos de exportación basada en el parque térmico, corresponderá a la participación de cada combustible en la generación. De esta forma, no se alteraría la contribución de las diferentes fuentes, ya sean renovables o fósiles.

2. Modelo propuesto

Dado que las estadísticas mundiales de energía todavía no hacen distinción entre las fracciones renovables y no renovables de la biomasa, resulta muy difícil en un país estimar la cantidad de energía disponible para la oferta y el consumo que pueda considerarse efectivamente renovable, en particular, si se hace referencia al problema de la "sostenibilidad" de la biomasa leñosa.

Al respecto, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha propuesto un modelo basado en el consumo sectorial, el que está disponible en el Balance Energético Nacional (BEN) y en las informaciones del Instituto Brasileño de Geografía e Estadística (IBGE). A partir de esos consumos, para el año 2002 se imputaron "*fracciones de renovabilidad*" según los sectores o subsectores de consumo de leña. Bajo este esquema, los porcentajes de uso de la leña de origen renovable en Brasil para ese año fueron los siguientes:

- Agricultura = 74 %.
- Carbón vegetal = 71 %.
- Residencial = 90%.
- Industria (papel) = 100 %.
- Industria (cerámica y alimentos) = 44.5 %.
- Industria (otros usos) = 0%.

En el marco del presente estudio, en un comienzo se tomaron estos porcentajes como referencia para la desagregación de las categorías "sostenible" y "no sostenible" de la biomasa leñosa. El objeto de esta primera aproximación fue focalizar la discusión sobre una "metodología mínima" para los países de América Latina, tomando en cuenta las características específicas locales. De acuerdo con esta metodología, se utilizará en adelante el término de "*fracciones de sostenibilidad*" de la biomasa.

Conceptualmente, dicha metodología está basada en la corroboración de datos entre:

- Los balances nacionales, a partir de datos de los Ministerios o Secretarías de Energía de los diferentes países, y la información de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE); y
- Las informaciones sectoriales nacionales (datos de entidades nacionales encargadas de llevar estadísticas en diferentes rubros de aplicación, como es el caso de los recursos forestales, de la industria, etc.).

La exactitud del cálculo de las "fracciones de sostenibilidad" es tanto más importante (en términos de análisis "político" de la información) cuanto mayor sea la participación de la leña en la oferta de energía de un país. De este modo, los países centroamericanos y Haití, por ejemplo, países fuertemente dependientes de la leña en su matriz energética, serán en consecuencia los más afectados en términos de exactitud del cálculo de la "biomasa sostenible", a la cual, por tratarse básicamente de leña, podría denominarse "dendroenergía sostenible".

De esta forma, un análisis riguroso debería tomar como referencia la metodología propuesta para Brasil, adaptarla a las especificidades y a las informaciones disponibles de los diferentes países de la región y aplicarla, sobre la base de las verificaciones y los controles de datos que provienen de los balances energéticos nacionales y de las informaciones sectoriales, a cada uno de ellos. Este ha sido el proceso aplicado en el presente estudio.

3. Categorías de Fuentes de energía renovables

Sobre la base de la información y categorización antes mencionada, en el presente trabajo se propone cuantificar el aporte de las diferentes categorías de fuentes renovables a la oferta total de energía (OTE) de cada país de la región. Entre las fuentes renovables consideradas cabe mencionar las siguientes:

- Hidroenergía (de gran y pequeña escala) (100% renovable).
- Geotermia (100% renovable).
- Dendroenergía sostenible: porción de biomasa leñosa sostenible utilizada para la energización residencial, industrial, agropecuaria y el carbón vegetal (100% renovable).
- Bioenergía sostenible no relacionada con la madera. Este es el caso de los agrocombustibles (productos de caña y otros residuos biomásicos) y de los subproductos de origen municipal (residuos orgánicos) (100% renovable).
- Otras tecnologías renovables (fuentes de energía eólica y fotovoltaica) (100% renovables).

Fuera de la categoría de las fuentes renovables, y junto con los hidrocarburos, la energía nuclear y el carbón mineral, quedaría la porción de la biomasa o dendroenergía no sostenible, es decir, la parte de leña proveniente de un proceso de deforestación (expansión de la frontera agrícola, retiro de madera ilegal) y, por tanto, no sostenible.