Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador

CEDA
Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental

IDRC
International Development Research Centre

Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador

CEDA
Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental

IDRC
International Development Research Centre

Producido y publicado por: CEDA
Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental

Autor: Miguel Castro

Revisores académicos: Guillaume Fontaine, Arturo Villavicencio y Alfredo Samaniego

Editor de contenidos: Joerg Elbers

Edición general: María Eugenia Hidalgo

Citación: Castro, Miguel. *Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador*, Quito, CEDA, noviembre 2011.

Derechos reservados: © Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental

Se autoriza la reproducción de esta publicación con fines educativos y otros fines no comerciales, siempre y cuando se mencione la fuente.

Fotografías: Cortesía de MRNNR (1), Proyecto Ergal (2 y 3), Andes (4), Hoy (5), Patricio Hidalgo/www.ecuadorpostales.com (6) (portada)
Kash/openphoto.net (pág. 16)
Cortesía de MEER (1), MRNNR (2) y Hoy (3 y 4) (pág. 56)
Cortesía de El Universo (1), Hoy (2 y 6), Proyecto Ergal (3 y 5) y MEER (4) (pág. 76)
Cortesía de MEER (1), El Universo (5), Andes (4) y MRNNR (2) (pág. 102)
Cortesía de Ministerio de Turismo/Felipe Ribadeneira (contraportada)

Derechos de Autor: Nº 037453

ISBN: 978-9942-9998-5-6

Diseño y diagramación: Juan Carcelén

Impresión: Integraf

Disponible en: Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, CEDA
Av. Eloy Alfaro N32-650 y Rusia, 3er. Piso. Quito, Ecuador
Tel: (593-2) 2231-410/1, Fax: (593-2) 2238-609
E-mail: info@ceda.org.ec

www.ceda.org.ec

Esta publicación ha sido posible gracias al apoyo del International Development Research Centre (IDRC) a través de la Iniciativa Think Tank. El contenido de la publicación es responsabilidad del autor. Las opiniones expresadas no representan necesariamente las del IDRC o su Consejo de Gobernadores.

Índice

Abreviaturas 6
Presentación 7
Resumen ejecutivo 9
Objetivos de la investigación 15
Hipótesis 15
Metodología 15

Parte I **Situación y tendencias mundiales en energía y transición energética** 16
1. Matriz energética en el mundo y en América Latina 17
    Matriz energética y energía primaria 17
    Demanda de energía 20
    Proyecciones de la demanda 22
    Matriz energética en América Latina 24
    Matriz energética en los países andinos 27
2. Transición energética 29
    Cambio climático y reto para el sistema energético 29
    Adaptación de los sistemas energéticos al cambio climático 38
    Pico petrolero 40
    Seguridad energética 43
3. Fuentes de energía renovable 44
    Definiciones 44
    Tipos de fuentes de energía renovable 44
    Rol de las fuentes de energía renovable en la transición energética 51

Parte II **Panorámica de la matriz de la energía en el Ecuador** 56
4. Matriz energética del Ecuador: estructura y proyecciones 57
    Entre 1970 y 2008 57
    Ecuación petrolera: reservas-producción 59
    Transporte como sector principal de la matriz energética ecuatoriana 62
    Matriz eléctrica del Ecuador 63
    Cambio climático y vulnerabilidad del sector energético 70
    Institucionalidad y política del sector energético 72

Parte III Viabilidad estratégica de una matriz energética diversificada en Ecuador 76
5. Tendencias en tecnologías de fuentes de energía renovable 77
Energía eólica 78
Energía solar 78
Bioenergía 80
Energía de las olas y mareas 82
Energía geotérmica 82
Integración de la energía renovable a los sistemas energéticos 83
6. Factores críticos para la adopción de fuentes de energía renovable en Ecuador 87
Costos 87
Aspectos técnicos 90
Aspectos ambientales 93
Aspectos sociales 98
Factores de política e institucionalidad 99

Parte IV Conclusiones 102
7. Conclusiones 103
Propuesta de Ecuador a la luz de la transición energética global 103
Fuentes de energía renovable para la matriz energética en Ecuador 107
Políticas e institucionalidad para una matriz energética más diversificada 110
Visión para la matriz energética ecuatoriana 112
8. Recomendaciones de política 113

Bibliografía 115

Índice de gráficos y tablas

Gráfico 1. Evolución del uso mundial de energía primaria total (1850-2006) 18
Gráfico 2. Evolución de la oferta de energía primaria total mundial por fuente (1971-2008) 19
Gráfico 3. Consumo de energía mundial por sector (1980, 2000 y 2006) 21
Gráfico 4. Proyecciones de la evolución del uso mundial de energía primaria total (2000-2100) 23
Gráfico 5. Evolución de la oferta de energía primaria total de América Latina por tipo de combustible (1985 y 2008) (kebp) 25
Gráfico 6. Consumo de energía por sector y tipo de combustible en América Latina (1985 y 2008) (kbep) 27
Gráfico 7. Crecimiento de la demanda de energía primaria en Sudamérica (1985-2008) 28
Gráfico 8. Composición de la matriz energética de los países andinos en 2008 por fuente 29
Gráfico 9. Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores a nivel mundial 31
Gráfico 10. Ingreso, energía primaria, emisiones e intensidades a nivel mundial 32
Gráfico 11. Curvas de costo de la mitigación de gases de efecto invernadero a nivel global 34
Gráfico 12. Emisiones totales del escenario base y sus reducciones por tipo de energía o tecnología en el escenario de mitigación de cambio climático a nivel global 37
Gráfico 13a. 149 años de precios promedios del barril de petróleo (dólares de 2010) 40
Gráfico 13b. Precios promedios anuales del barril de petróleo 41
Gráfico 14. Capacidad técnica y económicamente explotable de la hidroelectricidad 45
Gráfico 15. Producción mundial biocombustibles por tipo (2000-2010) 49
Gráfico 16. Capacidad eléctrica de módulos solares fotovoltaicos 49
Gráfico 17. Inversiones globales en energías limpias a nivel mundial (2004-2010) 51
Gráfico 18. Demanda de energía primaria total de Ecuador por tipo de combustible (1970-2008) 58
Gráfico 19. Demanda de energía primaria total de Ecuador por sector (1970-2008) 59
Gráfico 20. Producción nacional de petróleo crudo (miles de barriles) 60
Gráfico 21. Crecimiento de la producción de petróleo por períodos 60
Gráfico 22. Reservas probadas de petróleo en Ecuador 61
Gráfico 23. Producción anual de petróleo en Ecuador y línea de tendencia a futuro 61
Gráfico 24. Consumo de energía en el transporte por tipo de combustible (kbep) 62
Gráfico 25. Capacidad instalada en Ecuador por tipo de fuente 64
Gráfico 26. Electricidad demandada en Ecuador por fuente (1991 a 2008) (GWh) 66
Gráfico 27. Proyección de las pérdidas de energía en distribución 66
Gráfico 28. Escenarios de requerimientos futuros de potencia de generación eléctrica (2007-2016) (MW) 68
Gráfico 29. Proyectos programados para expandir la generación de energía eléctrica en Ecuador entre 2009-2020 (MW) 69
Gráfico 30. Planificación de incrementos en la capacidad instalada de la matriz eléctrica 70
Gráfico 31. Tendencia histórica y proyección de costos medios de tecnologías de fuentes de energía renovable 84
Gráfico 32. Rangos de costos medios internacionales versus precios preferentes de energías renovables en Ecuador 88
Gráfico 33. Rangos de emisiones de gases de efecto invernadero para tecnologías de fuentes de energía renovable y convencional (gCO_2e/kWh) 94
Tabla 1. Crecimiento en fuentes de energía renovable respecto a escenarios meta 52
Tabla 2. Cadena de desarrollo tecnológico de las fuentes de energía renovable a 2010 54

Abreviaturas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CCS	Captura y almacenamiento de carbono, siglas en inglés de *carbon capture and storage*
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
CER	Certificado de reducción de emisiones, siglas en inglés de *certified emission reduction*
CHP	Cogeneración de electricidad y calor, siglas en inglés de *combined heat and power*
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
Conelec	Consejo Nacional de Electricidad
CSP	Sistemas solares de generación eléctrica a base de energía térmica concentrada o concentradores solares, siglas en inglés de *concentrated solar power*
EJ	exajoule (10^{18} julios)
EP	Empresa pública
Gb	giga barriles (10^{9} barriles)
GLP	Gas licuado de petróleo
GEI	Gases de efecto invernadero
GW	gigavatios (10^{9} vatios)
GWh	gigavatios hora (10^{9} vatios hora)
kbep	mil barriles equivalentes de petróleo
kW	kilovatios (10^{3} vatios)
IEA	Agencia Internacional de Energía, siglas en inglés de *International Energy Agency*
ITT	Bloque Ishpingo Tambococha y Tiputini
Mb	millones de barriles de petróleo
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador
Mtep	millones de toneladas equivalentes de petróleo
MW	megavatios (10^{6} vatios)
NOx	Óxidos de nitrógeno
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PIB	Producto interno bruto
PM	Material particulado
PME	Plan Maestro de Electrificación
PNBV	Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013
PV	Paneles solares fotovoltaicos, siglas en inglés para *photovoltaic*
ppm	partes por millón
Senplades	Secretaría Nacional de Planificación del Desarrollo
Senescyt	Secretaría Nacional de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
tCO_2e	tonelada de dióxido de carbono equivalente
Tep	toneladas equivalentes de petróleo
TWh	teravatios hora (10^{12} vatios hora)
UE	Unión Europea

Presentación

A inicios de la segunda década del siglo XXI nuestro planeta se enfrenta a una serie de crisis severas que requieren de un profundo cambio de rumbo. La conversión, contaminación y destrucción de la naturaleza, la crisis del modelo económico, el agotamiento de los combustibles fósiles y el cambio climático son amenazas que ponen en peligro el bienestar de la Tierra y de sus habitantes.

Uno de los temas que merece atención inmediata es la situación energética caracterizada por una dependencia total de combustibles fósiles. El modelo energético actual está llegando a su fin por el agotamiento previsible de estas fuentes de energía en los próximos decenios. Más allá de discutir cuantos años más alcanzarán las reservas de carbón, gas y petróleo, estamos obligados a reducir significativamente la quema de combustibles fósiles para evadir un cambio climático acelerado que tendría consecuencias catastróficas. Por ende, no es una opción sino una responsabilidad ética la de buscar un camino energético alternativo.

Con mucha alegría el Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental (CEDA) y su equipo de investigación les presenta el libro *Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador*. Es la primera investigación llevada a cabo gracias al apoyo del International Development Research Institute (IDRC) en el marco de la Iniciativa Think Tank. Esperamos que esta investigación sirva para animar la discusión entre diferentes actores de la sociedad ecuatoriana sobre la transición hacia una matriz energética diversificada, así como sobre el debate de la situación energética y la necesidad de cambios profundos en la política pública que permitan enfrentar los grandes problemas ambientales de este siglo.

Agradecemos al doctor Guillaume Fontaine, al ingeniero Alfredo Samaniego y al doctor Arturo Villavicencio por la revisión del documento.

Gabriela Muñoz V.
Directora Ejecutiva del CEDA

Resumen ejecutivo

El consumo explosivo de energía en el mundo, dado desde el período posterior a la Segunda Guerra Mundial, movido por el crecimiento poblacional y de la economía, se ha sustentado en combustibles fósiles, petróleo, gas natural y carbón; los cuales brindan el 80% de toda la energía primaria consumida en el mundo (IEA, 2008; WB, 2010a).

Con las tendencias actuales de incremento de la población, crecimiento económico y urbanización, la demanda mundial de energía primaria podría llegar a ser alrededor de 900 EJ en 2050 y entre 1200 y 1700 EJ en 2100 (WB, 2010a; IIASA, 2009). Esto significa que la demanda de energía primaria prácticamente se triplicaría durante el presente siglo. El crecimiento del consumo de energía sustentado en combustibles fósiles ha traído como consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente CO_2, entre otros contaminantes.

Por ello, dotar de energía moderna y limpia al tiempo que se mitiga el cambio climático, es esencial para evitar daños irreversibles al sistema climático global. Esta meta requiere de una revolución energética global: reducciones masivas en la demanda total de energía y cambios en la matriz energética por medio de la diversificación en base a fuentes de energía renovable (Lior, 2010; WB, 2010a). El reto a nivel global es proveer a todos de servicios energéticos y al mismo tiempo reducir las emisiones de GEI a la mitad de los niveles actuales (IIASA, 2009; WB, 2010a). Este primer factor configura la transición energética, con la intención de mover una inversión a nivel global significativa para 'descarbonizar el sector energético'.

El segundo factor estratégico clave que configura la transición energética es el pico o cénit petrolero el cual se empieza a manifestar en el decaimiento de la producción de los campos de petróleo más grandes y accesibles a nivel mundial y en el desplazamiento de la producción hacia hidrocarburos no convencionales, con mayores costos (Almeida y Silva, 2009). El límite de la producción de petróleo, considerando el petróleo convencional y el no convencional, no es el fin de las reservas conocidas, sino la limitante física de la atmósfera como sumidero de carbono sin que interfiera con la estabilidad climática del planeta de forma peligrosa (Lior, 2010; Verbruggen y Marchochi, 2010).

Existe un punto vital al hablar sobre el pico petrolero como factor en la transición energética y es que no es lo mismo "enfrentar" el decaimiento para un país exportador de petróleo que para un país importador del recurso. Los altos precios que como consecuencia adquiere el petróleo en países exportadores pueden originar un efecto contrario al incentivo para desarrollar nuevas tecnologías. Es decir, un incentivo a desarrollar más reservas petroleras, exportar más petróleo y derivados, generar mayores recursos fiscales que se gasten en subsidios energéticos y mantener una matriz energética mayoritaria en hidrocarburos. Este puede ser el caso de los países andinos con mayores reservas de petróleo: Venezuela y Ecuador (OPEC, 2011).

El tercer factor que promueve la transición energética es la creciente preocupación por la seguridad energética a nivel mundial, entendida como disponibilidad, confiabilidad, accesibilidad y sostenibilidad de las fuentes de energía para los consumidores y ciudadanos. Para esto se requiere reducir los riesgos físicos, económicos, sociales y ambientales en la provisión de energía (UNEP, 2011; Chester, 2010).

Estos tres factores, la mitigación del cambio climático, el pico petrolero y la seguridad energética configuran las bases para la visión de una revolución energética donde la matriz energética empiece a sustentarse en fuentes de energía renovable. Esta visión se manifiesta en el último informe del IPCC (2011) donde se propone, en el mejor caso, que cerca del 77% de la matriz energética mundial sea alimentada por el uso de fuentes de energía renovable. Estas tienen el potencial de proveer múltiples beneficios como son mejoras ambientales globales y locales, acceso a energía para áreas rurales y mejor seguridad energética (Mitchell et al., 2011).

Dicha transición energética se empieza a manifestar en las crecientes inversiones en tecnologías de fuentes de energía renovable, que alcanzaron la cifra récord de USD 243 miles de millones en 2010, a pesar de la crisis financiera global a mediados de 2008, y crecieron a una tasa del 33% entre 2002 y 2009 (UNEP, 2011). También empieza a manifestarse en el ingreso de grandes empresas tradicionales petroleras y de energía al desarrollo de tecnologías y proyectos de fuentes de energía renovable (REN 21, 2011).

A la luz de esta realidad y propuesta a nivel global, la hipótesis del presente trabajo es que una matriz energética con mayor diversificación en sus fuentes en base a fuentes de energía renovable que operen de manera descentralizada, podría aportar una mejor seguridad energética, menor vulnerabilidad del sistema y mayores beneficios ambientales en Ecuador. Para ello, se analizó la actual matriz energética del país y la propuesta gubernamental de matriz energética.

Ecuador es un país en desarrollo que con la explotación petrolera empezó la modernización de su economía, moviéndose hacia un mayor crecimiento económico y consumo energético. Como resultado de ello, ha tenido una demanda de energía creciente y una modernización de su matriz energética que constituyó a los combustibles fósiles en la fuente principal de energía para el país y a la hidroelectricidad en la principal fuente de electricidad. Así, en 2008, el petróleo representaba el 84% de la matriz energética en el país y la hidroelectricidad el 59% de la matriz eléctrica, con un 38% de electricidad generada en centrales térmicas de combustibles fósiles, mientras que otras fuentes de energía renovable como solar, eólica y geotérmica no constituían ni el 1% (OLADE, 2011; Conelec, 2010).

Un elemento de política clave y que ha influido fuertemente en la matriz energética en Ecuador son los subsidios a derivados de petróleo. Puede argumentarse que por la presencia de estos subsidios Ecuador muestra un crecimiento mayor que los países andinos en su demanda de energía, en especial en el sector transporte. Este crecimiento en la energía no se debe en esencia a un uso más productivo y eficiente de la energía en el desarrollo de actividades de alto valor agregado, sino a un consumo mayor en energía para transporte y para el sector residencial.

Este subsidio ha introducido una lógica de ineficiencia en el creciente consumo energético y pone presión al país y al gobierno para ampliar cada vez más las fuentes energéticas sin consideraciones de uso apropiado (MEM, 2007). Desde una perspectiva sistémica, no se puede hablar de un cambio de matriz energética y de la transición a un país post petrolero sin revisar la política de subsidios.

Los subsidios generan impactos ambientales por el creciente uso de derivados de petróleo y por la presión que añaden a la demanda y a su correspondiente necesidad de ampliar las fuentes energéticas. Tanto el incremento del consumo como de la infraestructura, aumentan la emisión de contaminantes primarios, con afectación a la calidad de aire local y regional, y de GEI. La expansión

de sistemas de generación, que ocurre frecuentemente en zonas de sensibilidad ecológica, afecta la biodiversidad y a la calidad del recurso hídrico.

La propuesta estatal para el cambio de matriz energética tiene como estrategia principal en el sector eléctrico impulsar el desarrollo de grandes centrales, sobre todo en la vertiente amazónica. Así, el 86% de la expansión planificada para el período 2009-2020 será con base en fuentes hidroeléctricas (Conelec, 2009). De esta expansión, el 32% se centrará en una sola central hidroeléctrica, Coca Codo Sinclair (1500 MW). Sin embargo, esta planificación no cumpliría con la meta 4.3.3. del Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV) que consiste en alcanzar el 6% de fuentes de energía renovable diferentes de la hidroelectricidad en la matriz eléctrica.

Es decir, la tendencia de la planificación energética del país es hacia una matriz eléctrica que continuaría dependiendo de la generación hidroeléctrica, en pocas centrales grandes, la mayoría ubicadas en el régimen hidrológico amazónico. La concentración de la mayor parte de la generación hidroeléctrica en dicho régimen y los impactos que el cambio climático ocasione sobre el recurso hídrico son factores para encontrar vulnerable esta estrategia.

Respecto al transporte no existe un documento integrado y específico del gobierno que planifique este sector de la matriz, como sí ocurre en electricidad con el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 (PME) del Consejo Nacional de Electrificación, Conelec, lo cual es crítico si se considera que este sector es el de mayor consumo de energía y crecimiento. De lo que se ha hecho público, se puede mencionar la iniciativa de aumentar la producción de derivados en la nueva Refinería del Pacífico como estrategia para abastecimiento de energía para la transportación.

Sin embargo, esta estrategia profundiza el uso del petróleo y se convierte en válida en mediano plazo, pues permite reducir la importación de costosos derivados para uso interno, y apunta a convertir a Ecuador en un país exportador de derivados (MEM, 2007). Pero, en el largo plazo, dicha estrategia tan sólo profundiza la dependencia de una fuente energética, petróleo, y no plantea opciones de otras fuentes para afrontar el fin de la era petrolera en el país en los próximos 20 años (Laherrère, 2008).

Entonces, la propuesta de cambio de matriz energética oficial no conduce sino a la profundización de las dos grandes fuentes tradicionales que ha tenido Ecuador: agua y petróleo. Ante esto, diversificar la matriz energética con más fuentes de energía renovable aportaría a una mayor seguridad energética y menor vulnerabilidad al suministro de energía en el mediano y largo plazo.

Con esta finalidad se evaluó las tecnologías de fuentes de energía renovable no hidroeléctricas y se identificó las de mayor potencial en el país que son las siguientes: la energía geotérmica con tecnologías de *condensing flash plants y binary cycle plants*, bioenergía con la tecnología de combustión combinada *co-firing*, los sistemas solares de generación eléctrica en base a energía térmica concentrada (CSP), módulos fotovoltaicos (PV) para generación tanto de manera descentralizada, en techos residenciales y comerciales, como en plantas a gran escala de paneles; y turbinas en tierra para energía eólica.

De estas tecnologías, la energía geotérmica es una opción altamente viable para desarrollarse, porque ofrece un potencial de generación de electricidad de base (continua), que se manifiesta en factores de planta altos del 60 al 90% (Bruckner et al., 2011). Esta energía de base puede complementar la variabilidad de la hidroelectricidad de régimen amazónico en el país y posee un interesante potencial instalable cercano a 534 MW en tres sitios, Tufiño-Chiles (139 MW), Chachimbiro (113 MW) y Chalupas (282 MW) (Conelec, 2009).

En bioenergía, la generación de electricidad con residuos agrícolas, como la cascarilla de arroz es una opción real (Neira et al., 2006). Puesto que los factores de planta de las tecnologías de bioenergía para generación de electricidad son altos, entre el 55 y el 80% (Bruckner et al., 2011), esta

también puede convertirse en una energía de base y apoyo a la hidroelectricidad. Existen varios retos para lograrlo y uno de ellos es incrementar los factores de planta que actualmente en el país son de menos del 30%, para lo cual se requiere, entre otras cosas, una adecuada provisión de varios tipos de residuos agrícolas que permita generar durante todo el año (e.g. logística y transporte de residuos agrícolas).

En energías solares, tanto plantas de módulos PV como CSP presentan oportunidades en Ecuador. La segunda opción se encuentra con menos sitios con condiciones apropiadas para su desarrollo, tal es el caso del cantón Macará al sur de Loja. Las tecnologías de energía solar son más variables y muestran factores de planta menores a 40%, por lo cual, éstas no pueden ser energía de base sino complemento.

La energía eólica presenta zonas de buen potencial para generación con turbinas en tierras en las crestas de montañas y en emplazamientos cerca del litoral. Entre los sitios reconocidos está el cerro Villonaco en Loja, proyecto de generación (15 MW) considerado en el PME.

Con la finalidad de diversificar la matriz eléctrica y otorgar mayor seguridad energética al país se recomienda en el corto y mediano plazo priorizar el desarrollo de la energía geotérmica, y por ende la inversión estatal, en el PME; inclusive por encima de los proyectos hidroeléctricos pendientes.

Los beneficios ambientales de estas propuestas incluirían la reducción de emisiones de GEI y de contaminantes primarios. Con ello, mejoraría la calidad del aire en las ciudades y disminuiría el riesgo de enfermedades respiratorias, de piel y cardiovasculares relacionadas con la contaminación.

Sin embargo, las tecnologías de fuentes de energía renovable tienen otros impactos ambientales específicos que necesitan ser considerados al promover su masificación, y mitigados y manejados de implementarse los proyectos. Por ello, es necesario manejar estos impactos a través de los mecanismos existentes, adquirir tecnología, conocimientos y experiencias en cómo mitigarlos y reforzar la institucionalidad para cumplir con un manejo ambiental apropiado.

En energía para transporte, en el corto plazo la opción técnicamente viable son los biocombustibles de primera generación pero por sus impactos ambientales y sociales, su desarrollo en Ecuador debe ser analizado más detenidamente. Se recomienda explorar más activamente el desarrollo de biocombustibles de segunda generación por los potenciales menores impactos ambientales que prometen. La electrificación del transporte es otra opción para sistemas de movilidad urbana, sin embargo, cuando se trata de la masificación de vehículos eléctricos, el desarrollo de la industria al momento de realizar esta investigación todavía es exiguo.

La transformación de la matriz energética del país no sólo requiere la adopción de nuevos instrumentos puntuales de política (como la reciente regulación de precios preferentes para electricidad de fuentes de energías renovables y los incentivos por formularse para incentivar la producción de biocombustibles) sino el cambio en la planificación y estructuras que han configurado una matriz centrada en petróleo e hidroeléctricas.

Entre los elementos que han llevado a dicha configuración están la no existencia de un claro lineamiento de política energética y matriz energética en el largo plazo, la falta de armonización entre la planificación estatal, la visión del PNBV y la ejecución de actividades por parte de las entidades del sector energético, la gobernanza jerárquica del sector, la estructura de subsidios a la energía (derivados de petróleo y electricidad), y la falta de desarrollo, a nivel global y nacional, de tecnologías de fuentes de energías renovables.

Entonces, es necesario empezar con la construcción de un plan estratégico y a largo plazo de toda la matriz energética desde la visión sistémica que integre toda la cadena de producción de la energía y las interrelaciones con otros sectores y políticas públicas (agricultura, ambiente, recurso

hídrico, producción y empleo, planificación urbana). Dicho plan debe estar armonizado a la visión y a los objetivos específicos del PNBV y debe contener estrategias, actividades y proyectos específicos que delineen la transición de la matriz energética y su aporte a la construcción de un país post-petrolero como consta en la visión del PNBV.

Además, la política e institucionalidad del sector energético requiere de la adopción de una visión sistémica de la problemática energía-ambiente y desarrollo con la finalidad de evaluar mejor los impactos de los proyectos, diseñar planificación alternativa y mitigar sus impactos.

Más allá de la elaboración de un documento estratégico, otro gran reto es pensar qué institucionalidad y gobernanza pueden ayudar a superar la falta de armonización entre la planificación y la ejecución de actividades específicas de cada entidad del sector energético. En este sentido, una cogobernanza del sector energético como la existente en Perú y Colombia puede apoyar a una mayor diversificación de la matriz energética y a un uso más eficiente de la energía (Fontaine, 2011).

Respecto de los subsidios a derivados de petróleo, es recomendable pensar y evaluar los verdaderos logros e incentivos que esta política ha ocasionado en el país. Desde una perspectiva sistémica de política energética no es eficiente ni coherente promover incentivos a fuentes de energía renovable por un lado, mientras que por otro se subsidia los precios de combustibles fósiles, haciendo más baratas sus tecnologías convencionales e incentivando un creciente consumo energético.

Por ello, se recomienda modificar la política de los subsidios para su eliminación gradual o focalización que permita contar con financiamiento al sector energético. El problema de fondo de mantener la política de subsidios es que desde el año 2000 la tendencia global en los precios de la energía es creciente. Incluso, con el desarrollo de tecnologías de fuentes de energía renovable no es probable que los precios de la energía retornen a niveles tan bajos como los de las décadas de los 80 y 90 (gráfico 13), cuando la política de subsidios se fijó en Ecuador.

Los altos precios que traiga el pico petrolero pueden convertirse en una oportunidad si la visión apropiada, la institucionalidad y la política energética se ponen en marcha para aprovechar los excedentes y reinvertirlos en financiar la transición energética.

Es esencial no sólo promover un cambio tecnológico y de infraestructuras, sino un cambio de visión y concepto de los sistemas energéticos, que trascienda la visión tradicional de favorecer el desarrollo de grandes proyectos centralizados de generación de energía (e.g. grandes centrales hidroeléctricas, de carbón, diesel o nucleares) en lugar de varias centrales distribuidas a base de fuentes de energía renovable.

Ecuador y los países en desarrollo necesitan reflexionar sobre cuál es su situación frente a la transición energética ¿Se visualiza al país realizando una adopción pasiva y sin planificación de sistemas y tendencias desarrolladas a nivel global? ¿Es posible tener un nivel de autodeterminación como país en estas propuestas y adoptar política y planificación energética que adapten activamente las propuestas de tecnologías de fuentes de energía renovable a la visión e intereses nacionales?

Objetivos de la investigación

General

Analizar la viabilidad estratégica de proponer una matriz energética diversificada en sus fuentes de energía renovable en Ecuador.

Específicos

- Revisar la situación actual y tendencias mundiales sobre las fuentes de energía renovable y la transición energética.
- Comprender las implicaciones del cambio climático en la matriz energética, tanto desde la perspectiva de mitigación como desde la de adaptación.
- Estudiar la situación actual y propuesta gubernamental sobre la matriz energética del Ecuador.
- Sistematizar los factores críticos para la adopción y desarrollo de fuentes de energía renovable en Ecuador.

Hipótesis

Una matriz energética con mayor diversificación en sus fuentes a base de energías renovables que operan de manera descentralizada aportaría mayor seguridad energética, menor vulnerabilidad del sistema y notables beneficios ambientales en Ecuador.

Metodología

La metodología del estudio consiste primero en una revisión de literatura y estado del arte en artículos académicos, reportes de instituciones, libros y publicaciones de revistas académicas sobre la situación y las tendencias mundiales en fuentes de energía renovable. De igual manera, se revisará literatura sobre cambio climático y sus implicaciones en temas energéticos, tanto desde la perspectiva de mitigación como la de adaptación. Cuando sea pertinente se utilizarán bases de datos de libre disponibilidad en temas energéticos y sus aspectos relacionados, impactos, económicos, sociales y ambientales.

El segundo momento comprende analizar los documentos nacionales oficiales sobre la matriz energética de Ecuador. Para ello se utilizarán el Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, las Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano y el PME publicados por el Conelec. En tercer lugar, se recopilará información nacional oficial disponible sobre los aspectos técnicos, sociales, costos e impactos ambientales asociados a las diferentes fuentes de energía renovable existentes y planificadas. Además, se recopilarán datos similares de la región o de referentes internacionales de relevancia.

Finalmente, se sistematizará la información de los factores críticos en la adopción y uso de fuentes de energía renovable en Ecuador que provean elementos para el análisis expresado en el objetivo de este trabajo.

Parte I
Situación y tendencias mundiales en energía y transición energética

Parte I

Situación y tendencias mundiales en energía y transición energética

1. Matriz energética en el mundo y en América Latina

Matriz energética y energía primaria

La energía es un elemento fundamental en el desarrollo y crecimiento de la economía mundial. Sin embargo, no es la energía en sí misma la que tiene valor para las personas sino los servicios que presta. Los servicios energéticos cubren una demanda amplia y variada: iluminación, confort (calefacción, aire acondicionado), refrigeración, transporte, comunicación, tecnologías de información, producción de bienes y servicios, entre otros (Rogner y Popescu, 2000). La economía requiere energía para su funcionamiento y la tendencia mundial muestra crecimiento de la demanda energética conforme crece la economía (Anderson, 2000; IEA, 2008; 2010).

El sistema energético básicamente comprende dos sectores: la oferta energética y la demanda de energía. Las tecnologías de uso final permiten que la energía se transforme en servicios energéticos. La oferta energética engloba procesos que van desde la extracción o uso de recursos para generar energía (e.g. petróleo, gas, carbón, agua), la conversión de éstos a formas más útiles y valiosas de esta (electricidad, gasolina) y la entrega o transmisión a los usuarios finales (Rogner y Popescu, 2000).

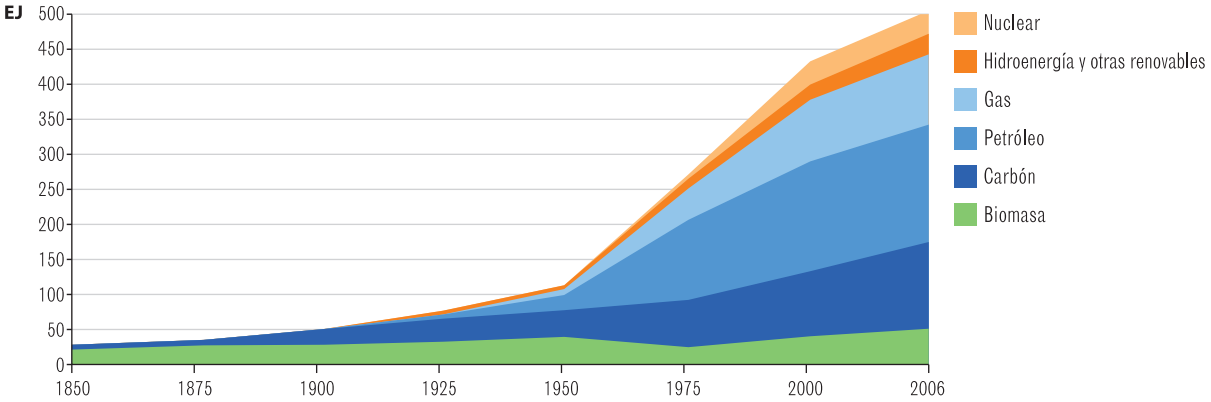
El sistema energético es movido por la demanda de servicios energéticos, pero la disponibilidad de energía y flujos energéticos está determinada por los recursos y procesos de conversión existentes. Por lo tanto, los flujos energéticos y la demanda por energía interactúan conjuntamente (Rogner y Popescu, 2000). Los resultados de estas interacciones están representados en los balances energéticos de un país, de una región o a nivel mundial. Estos balances energéticos reflejan la estructura del sector energético, es decir la matriz energética, expresando las tendencias en producción y consumo de energía por fuentes y sectores (Fontaine, 2011).

La matriz energética expresa el total de energía demandada y utilizada. La energía primaria comprende las energías encontradas en la naturaleza y que no han pasado por ningún proceso humano de conversión; es decir los recursos naturales disponibles (energía hidráulica, eólica, solar) y los combustibles crudos (petróleo, carbón, biomasa). Por otro lado, la energía secundaria es aquella que resulta de la transformación o conversión de las fuentes de energía primaria (e.g. petróleo a gasolina, hidráulica a electricidad).

El consumo total de energía se suele expresar como energía primaria, pues se refiere al total de fuentes básicas de energía que se utiliza para generar los servicios energéticos. En los últimos 200 años, el uso de energía primaria ha crecido veinte veces mientras que la población se ha multiplicado por seis. Prácticamente, el consumo explosivo de energía en el mundo comenzó después de la Segunda Guerra Mundial (de 1950 en adelante). Dicho aumento está estrechamente relacionado al crecimiento poblacional y al crecimiento de la economía, especialmente en países desarrollados, durante los años de postguerra. Como resultado, desde 1970 hasta el presente se ha duplicado el consumo de energía en el mundo, es decir en apenas 40 años (Grübler, 2008; WB, 2010a).

Gráfico 1.

Evolución del uso mundial de energía primaria total



Fuente: WB, 2010. Traducción: autor.

De 1850 a 1950 el consumo de energía creció en promedio 1,5% por año y estaba sustentado esencialmente en el carbón. De 1950 a 2006 el consumo de energía creció 2,7% cada año y se sustentó en el petróleo y el gas natural. Aunque este crecimiento ha tenido lugar tanto en países desarrollados como en países en desarrollo, han existido diferencias. Primero, en los países desarrollados el crecimiento del consumo es principalmente movido por incrementos en el nivel de ingreso que conllevan a un mayor consumo per cápita de energía. Por otro lado, el incremento de consumo de energía en países en desarrollo ha ocurrido principalmente a un incremento en la población antes que a un incremento en el uso de energía per cápita (Grübler, 2008). Sin embargo, ante la creciente economía de los países en desarrollo, especialmente las economías emergentes (China, India, Brasil, México), esta tendencia va a cambiar, hacia una mayor demanda de energía per cápita en países en desarrollo (WB, 2010a).

En los últimos años (1980 a 2006) la energía primaria de mayor importancia en la matriz energética mundial es el petróleo, aunque su participación en términos porcentuales es decreciente. Así, mientras en 1980 el consumo de petróleo fue de 3107 Mtep representando el 43% de toda la matriz energética (es decir 43% de todo el consumo de energía primaria); en el año 2000 dicho consumo creció a 3649 Mtep pero tan sólo representó el 36%; y en 2006 fue de 4029 Mtep pero tan sólo representó el 34%. Las fuentes de energía primaria que han incrementado su participación en la matriz energética, ocupando este espacio dejado por el petróleo, son el gas natural y el carbón (IEA, 2008) (gráfico 1).

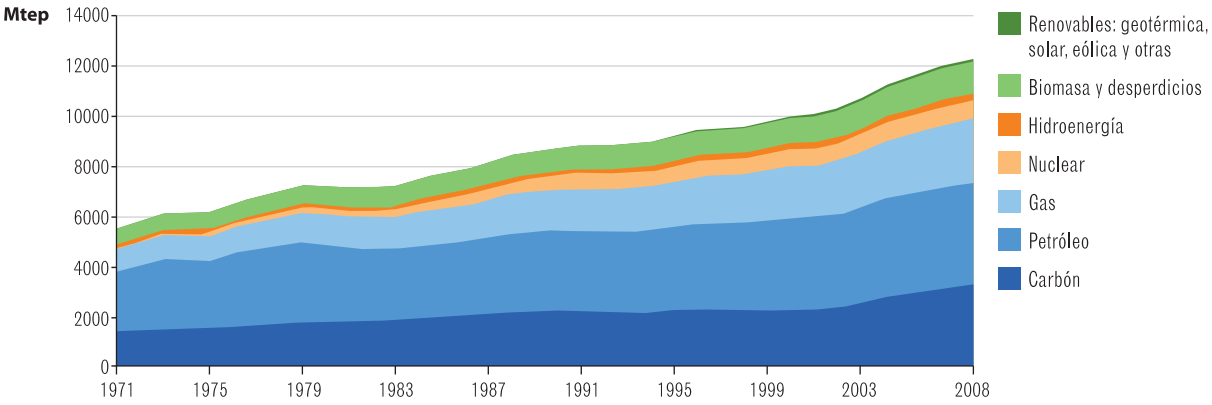
De esta manera, se incrementó el consumo de gas natural de 1235 Mtep en 1980 a 2407 Mtep en 2006. Por ello su participación en la matriz energética creció de 17% a 21% respectivamente. El consumo de carbón aumentó de 1788 Mtep a 3053 Mtep durante 1980 a 2006, por lo cual su participación en la matriz energética creció de 25% a 26% (IEA, 2008). La matriz energética mundial

ha sustentado su crecimiento en combustibles fósiles, aun cuando el petróleo ha dejado de tener la participación del pasado, la sustitución de éste, en su mayoría hasta el presente, ha sido por otros combustibles fósiles: gas natural y carbón. Por ello, los combustibles fósiles brindan el 80% de toda la energía primaria consumida en el mundo (IEA, 2008; WB, 2010a).

El uso de estos combustibles fósiles ha traído como consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), dióxido de carbono CO_2, y otros contaminantes como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y de otro material particulado. Asociado a estos GEI y contaminantes están presentes algunos de los más críticos problemas ambientales como el cambio climático y la contaminación del aire en ciudades y su efecto en detrimento de la salud de los habitantes (WB, 2010a; Vallero, 2008).

Gráfico 2.

Evolución de la oferta de energía primaria total mundial por fuente



Fuente: IEA, 2010a. Traducción: autor.

La restante energía primaria ha provenido de fuentes nucleares, biomasa y desperdicios, hidroeléctrica y otras fuentes de energías renovables (gráfico 2). De los tipos de fuentes primarias anotadas, la que mayor participación representa es biomasa y desperdicios (10% de la matriz energética en 1980 y en 2006). Eso se debe a que en ésta se engloban aquellos usos tradicionales de biomasa para cocción, calefacción e iluminación principalmente en viviendas rurales en países en desarrollo de África, Asia y América Latina. La población que depende de este tipo de combustibles tradicionales, utilizándolos con mecanismos ineficientes para cocción, calefacción e iluminación, asciende a 2500 millones de personas. Sin embargo, éstos combustibles tradicionales pueden ocasionar problemas en la salud, el ambiente y la productividad económica de quienes dependen de ellos (IEA, 2008).

La contaminación dentro del hogar por la quema de leña, carbón o biomasa origina problemas respiratorios; muchos hogares de bajos recursos destinan una gran parte del tiempo y esfuerzo a la recolección de éstos combustibles, en detrimento del tiempo asignado a actividades más productivas. Inclusive, en muchos casos el uso de biomasa local agrava problemas ambientales como deforestación y degradación de bosques (IEA, 2008).

La energía nuclear ha crecido en su participación en la matriz energética de producir 186 Mtep en 1980 (3% del total de energía primaria) a 728 Mtep en 2006 (6% del total). Esta tendencia podría acentuarse con nuevas centrales nucleares en economías emergentes como China, India y Brasil (IEA, 2008).

La energía hidráulica e hidroeléctrica ha aumentado su producción de 148 Mtep en 1980 a 261 Mtep en 2006, pero su participación en la matriz energética mundial ha sido constante en 2%. A

pesar de esto, la hidroelectricidad es la fuente más importante de electricidad basada en fuentes de energía renovable en el mundo y aporta 16% de la potencia total eléctrica mundial (WB, 2010a).

Finalmente, las fuentes de energía renovable han tenido un incremento moderado en su producción de energía y en su participación en la matriz energética mundial. Así, de producirse 12 Mtep en 1980 creció a 66 Mtep en 2006, aumentando de 0,2% a 0,6% del total de la matriz energética global. Pero, ante los avances tecnológicos y su ventaja en costos, junto al reto mundial de transformar los sistemas energéticos, las fuentes de energía renovable empezarán a tomar un rol mucho mayor en la futura matriz energética (WB, 2010a; UNEP, 2011).

Demanda de energía

En la sección anterior se mencionó que el sistema energético tiene dos componentes fundamentales, la oferta y demanda. La demanda de energía determina la estructura y el tamaño del sistema energético. A su vez, es determinada por las fuerzas fundamentales que son: la estructura económica, la demografía, las tecnologías finales de uso de energía, la geografía, la dotación de recursos naturales, los patrones de consumo y estilos de vida, factores políticos, legales e institucionales (Rogner y Popescu, 2000).

Por lo tanto, depende de la configuración de estas fuerzas motores en cada sociedad, ciudad y país cómo y para qué se está utilizando la energía. En tendencias generales, países con una alta proporción de su PIB en el sector servicios y un gran peso de la electricidad en la composición de la matriz energética final, tienen intensidades energéticas[1] menores que países con alta participación de industrias intensivas en materiales y que basan su energía en petróleo y carbón (Rogner y Popescu, 2000).

El desarrollo económico a nivel mundial y el incremento en el ingreso per cápita ha sido otra de las fuerzas motoras para originar un repentino aumento de la demanda de energía; en especial en la segunda mitad del siglo XX cuando el paradigma de consumo en masa se impuso. De esta manera, el consumo de energía está estrechamente relacionado a la adquisición de bienes consumidores de energía (e.g. electrodomésticos, computadoras, teléfonos celulares, vehículos, entre otros). Por lo tanto, mientras mayor desarrollo económico e ingreso, mayor es el consumo de estos bienes por parte de las personas y mayor será su consumo energético (Lescaroux, 2011).

A su vez, esta demanda es influenciada por las innovaciones tecnológicas, tanto para un uso creciente de energía como para eficiencia en su aprovechamiento. En el primer caso, mayores innovaciones tecnológicas conllevan el aparecimiento de más bienes de consumo dependientes de energía (e.g. el creciente uso de aparatos electrónicos y comunicacionales). Y, por otro lado, mayores innovaciones tecnológicas permiten que se mejore la eficiencia energética de las tecnologías y se reduzca el consumo. Ambas tendencias interactúan aunque el resultado final actual no favorece la reducción de demanda y consumo de energía (Lescaroux, 2011).

Pero la demanda de energía también procede de la producción de bienes y está determinada por la composición del sector productivo la cual evoluciona conforme una economía pasa por distintas etapas de desarrollo. En la primera fase de crecimiento económico cuando la industria pasa a jugar un rol más importante sustituyendo a los sectores primarios (agricultura, pesquerías y silvicultura), crece la demanda de energía al requerirse mayores cantidades para la industrialización y producción de bienes y servicios. Si la economía continúa su crecimiento, eventualmente la industria perderá protagonismo en el consumo de energía y la participación creciente se ubicará en el sector servicios (Lescaroux, 2011).

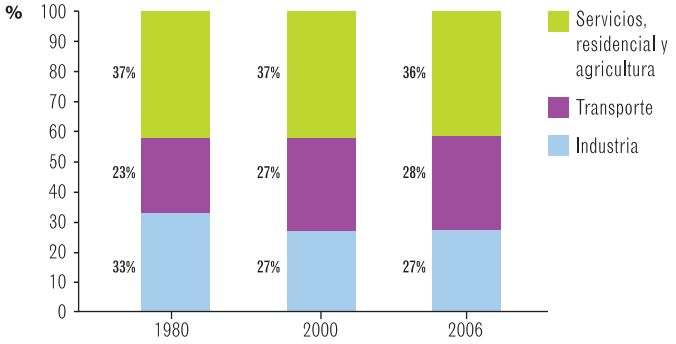
1 La intensidad energética mide la efectividad del uso de energía y de sus patrones de consumo en una economía. Se expresa como la cantidad de energía final por unidad de producción económica (toe/US$).

Otra fuerza motor importante en la demanda de energía es la urbanización. En los últimos 40 años la tendencia ha sido a una creciente urbanización de la población rural, tanto en países desarrollados como en países en vías de desarrollo. Actualmente, las ciudades del mundo consumen 2/3 de toda la energía global y población de las ciudades tiende a crecer mucho en los próximos 20 años: de 3000 millones a 5000 millones de personas vivirán en ciudades, especialmente en países en desarrollo (WB, 2010a).

Las fuerzas motoras mencionadas han ocasionado que la demanda de energía primaria mundial haya crecido el 1,9% anual entre 1980 y 2006. Si se analiza por sectores, el que tuvo mayor crecimiento anual en este período fue el transporte con un 2,9% anual. Después está el residencial, con 1,7% y finalmente la industria con 0,8% (IEA, 2008). La participación de estos tres sectores en la demanda de energía mundial ha cambiado a lo largo de las tres últimas décadas.

Gráfico 3.

Consumo de energía mundial por sector



Fuente: IEA, 2008. Elaboración: autor.

Así, en 1980 la industria tenía el 33% de la demanda de energía y decrece a ser el 27% en 2006. El sector residencial, servicios y agricultura mantuvieron su participación de 37% a 36% en el mismo período. Finalmente, el transporte aumentó su participación de 23% en 1980 a 28% en 2006 (gráfico 3). Revisando más detalladamente a nivel de cada país, se puede afirmar que el consumo de energía residencial constituye la mayoría en países que se encuentran en fases tempranas de desarrollo. La demanda de energía para la industria empieza a ser más importante conforme estos países tienden a moverse a economías emergentes industriales. Pero conforme se incrementa el ingreso per cápita y la economía alcanza mayor desarrollo, la participación de este sector decrece. En los servicios la tendencia es similar pero su consumo de energía solo crece en niveles mayores de ingreso per cápita (Lescaroux, 2011).

El transporte es el único sector que crece sostenidamente durante todas las etapas de desarrollo económico y en todos los niveles de ingreso. Inclusive en países con elevados ingresos el crecimiento del consumo de combustibles para transporte es mayor al de la demanda de energía residencial, industrial y de servicios. El crecimiento del transporte es constante y por ello su participación aumenta desplazando a otros sectores (Lescaroux, 2011).

Por supuesto, esta descripción general se matiza en la realidad por varias heterogeneidades ocasionadas por factores como (Lescaroux, 2011; WB, 2010a):

- la inequidad en un país, la desigualdad de ingreso influye en la cantidad de energía consumida en transporte y residencial;
- la realidad geográfica de las naciones, existe mayor consumo el invierno en donde se necesita calefacción;
- la estructura del transporte, el consumo de energía será mayor en países con mayores hábitos de conducción, sin masificación de transporte público y con bajas densidades poblacionales en la zona urbana.

En resumen, a nivel mundial existen países atravesando por distintas etapas de desarrollo económico, niveles de ingreso per cápita y con factores y realidades particulares. Algunos han aumentado su consumo energético en la industria, otros en los servicios. Sin embargo, la tendencia a nivel mundial se resume en que el transporte es el sector de mayor crecimiento en la demanda de energía y cada vez juega un rol más importante en la matriz energética global.

Las tendencias analizadas anteriormente corresponden a la estructura de la demanda de energía en el largo plazo. Definitivamente, en el corto plazo existen otros factores que influyen en la demanda de energía en un año determinado. Por ejemplo, en 2009 la recesión mundial llevó a un decrecimiento del consumo total de energía primaria global (IEA, 2010a). A pesar de esa desestabilización causada por la crisis económica, el consumo de energía (y sus emisiones de GEI asociadas) tuvo un nuevo pico en 2010 (IEA, 2011b). Lo anterior unido a las políticas de los gobiernos respecto al cambio climático, pico petrolero y la seguridad energética serán los factores que determinen el futuro de la matriz energética mundial en el largo plazo (IEA, 2010a).

Proyecciones de la demanda

En el año 2005, la demanda de energía de países que no pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)[2] superó por primera vez a la de los países de la OCDE. Esto significa que las economías emergentes y los países en desarrollo están incrementando su consumo energético, y por lo tanto, adquiriendo una mayor participación en la matriz energética mundial. El mayor crecimiento de la demanda de energía fuera la OCDE se proyecta a futuro, especialmente en China, India y otras economías emergentes en Asia y Medio Oriente. De esta manera, acorde a las proyecciones futuras de IEA (2008), el crecimiento de la demanda de energía a 2030 ocurrirá en un 87% en economías emergentes y países en desarrollo.

En el Informe sobre el Desarrollo Mundial 2010 del Banco Mundial, se afirma que es probable que cerca del 90% del incremento mundial del consumo de energía ocurra en los países en desarrollo (WB, 2010a). Mientras el total se proyecta en un aumento del 1,4% anual a 2035, para los países que no forman parte de la OCDE la tasa de crecimiento es mayor: 2,2% por año (UNEP, 2011).

Los principales motores del crecimiento de energía en las economías emergentes son el incremento del ingreso per cápita, la expansión industrial, el aumento de población y la creciente urbanización de esta población (IEA, 2008). Recordemos que el mayor incremento en la urbanización de la población en los próximos 20 años ocurrirá en los países en desarrollo. Pero además, la modernización de los combustibles en esos países abona la demanda de energía. Por ejemplo, el reemplazo de fuentes tradicionales de biomasa (leña y carbón) por combustibles más eficientes (gas y petróleo) (IEA, 2008).

En 2006 el mundo demandó una cantidad de energía primaria equivalente a 11 730 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep[3]) o 491,2 exajoules (EJ)[4] (gráfico 2). Acorde a las proyecciones de IEA (2008) esta demanda de energía primaria crecerá casi en el 45% a 712,5 EJ para 2030, lo cual equivale a un uso energético de 17 014 Mtep.

Analizando estos números: si la tendencia de desarrollo de la economía de China continúa, para 2030 el incremento de su consumo de energía será cuatro veces mayor que el de Latinoamérica y África juntas y tres veces mayor que el de todos los países de la OCDE (IEA 2008). Este crecimiento exponencial de la economía de países emergentes y, por lo tanto, de su demanda de energía

2 La OECD está compuesta por 34 países entre los cuales constan principalmente países desarrollados como Estados Unidos y de la Unión Europea.
3 Unidad de energía que mide toda la energía consumida como la electricidad, combustibles y otros en una unidad común energética que es la energía producida por determinado número de toneladas equivalentes de petróleo.
4 El factor de conversión de unidades de Mtep a EJ es 1 EJ = 23,88 Mtep (IEA 2010b).

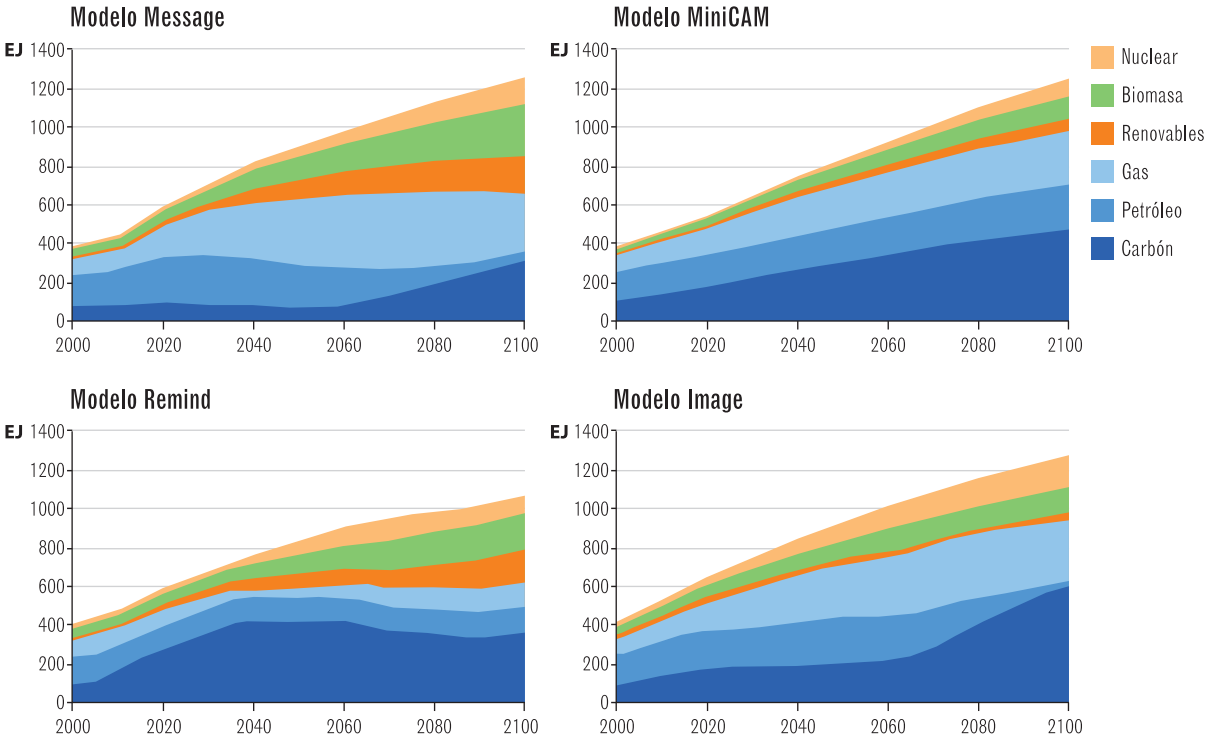
imponen un reto formidable a los sistemas energéticos. Por ejemplo, en los próximos veinte años el crecimiento esperado de la demanda de electricidad requiere la instalación de al menos tantas centrales eléctricas cómo las que se construyeron durante todo el siglo XX. En perspectiva esto significa que se debe construir una planta de 1000 MW cada 3,5 días. (Lior, 2010). Actualmente, China ya construye una planta de electricidad basada en carbón de 1000 MW cada semana (Lior, 2010).

Otras proyecciones muestran que los requerimientos energéticos pueden ser mayores dependiendo de la tendencia que siga el mundo y la economía a futuro. Por ejemplo, si el mundo continúa en la tendencia de rápido crecimiento económico, con un crecimiento poblacional que se incrementa hasta mediados del siglo y una tendencia al incremento del ingreso per cápita y su asociado consumo energético[5], la demanda de energía primaria total podría llegar hasta a 783,46 EJ ó 22.179 Mtep para 2050 (IIASA, 2009).

Por otro lado, si la tendencia mundial del crecimiento económico se concentra en los sectores de servicios e información, con reducciones en la intensidad material de la economía y el uso de tecnologías limpias y eficientes[6], el consumo total de energía primaria podría llegar a un valor menor de 734,17 EJ ó 20 799 Mtep para 2050 (IIASA, 2009). En un plazo más largo, existen diferentes modelos y proyecciones internacionales sobre el probable consumo energético futuro. Con las tendencias actuales (escenario A2) la demanda mundial de energía primaria podría llegar a ser alrededor de 900 EJ en 2050 y entre 1200 y 1700 EJ en 2100 (WB, 2010a, IIASA, 2009). Esto significa que la demanda de energía primaria se triplicaría durante el presente siglo (gráfico 4).

Gráfico 4.

Proyecciones de la evolución del uso mundial de energía primaria total



Fuente: WB, 2010. Traducción: autor.

5 La descripción de este escenario corresponde al escenario A2 estandarizado por IPCC (2000).
6 La descripción de este escenario corresponde al escenario B1 estandarizado por IPCC (2000).

Si bien este crecimiento continúa siendo enorme, no es tan explosivo como el ocurrido a finales del siglo XX, donde en los últimos 50 años el consumo de energía creció casi cinco veces (gráficos 1 y 4). Para poder abastecer esta demanda creciente se requiere una transición energética. La situación se agrava aún más si se considera que la cobertura de esta demanda debe analizarse bajo la óptica de los crecientes impactos ambientales asociados. El mayor impacto ambiental global del consumo de energía es el agravamiento del cambio climático, causado por una creciente emisión de GEI a la atmósfera (Le Treut et al., 2007; WB, 2010a).

Por lo tanto, para cubrir la creciente demanda energética mundial sin poner en riesgo la estabilidad climática del planeta se requiere una transición energética global que apunte a reducir la demanda total de energía, a través de la eficiencia energética, y a diversificar las fuentes a base de energías sustentables (Lior, 2010; WB, 2010a). Estos aspectos se analizan con más detalle en la sección transición energética.

Matriz energética en América Latina

En América Latina[7] la demanda de energía ha seguido la tendencia mundial de crecimiento durante el período 1980-2006; inclusive con una tasa promedio anual del 2%, superior al promedio mundial del 1,6% (IEA, 2008). Cabe mencionar que esta tasa es superior a la de Norteamérica (0,6%), Europa (0,3%) y de la OCDE (0,5%) (IEA, 2008). Esto ratifica que desde las últimas décadas del siglo XX la tendencia es mayor en países en desarrollo[8].

Uno de los retos es dotar de fuentes seguras, modernas, accesibles y limpias a la creciente población de estos países. Sin embargo, otras regiones en desarrollo muestran un crecimiento de su demanda energética mayor a Latinoamérica. Tal es el caso de India (3,5%), China (3,0%), Medio Oriente (3,2%) y Asia (2,8%) (IEA, 2008). En valores totales, la demanda de energía en América Latina creció del 3,1 millones de kbep en 1985 a 5,5 millones de kbep en 2008. Esto significa un incremento del 78% en poco más de 20 años. El consumo del año 2008 corresponde a 767,3 Mtep ó 32,1 EJ. En perspectiva, respecto a la demanda mundial de energía primaria, en 1980 América Latina representó el 4,1% del total mundial y en 2008 creció al 5,1% (OLADE, 2011).

En la estructura de la matriz energética en América Latina, en 1985, el 69% de ésta se basó en combustibles fósiles (petróleo y derivados, gas natural, carbón y coque). Para 2008 incrementó su dependencia de combustibles fósiles al 73% (OLADE, 2011; OLADE, 2009). Lo anterior ocurrió principalmente ante la disminución del aporte de energías tradicionales de biomasa (e.g. leña y carbón) dada la modernización de combustibles para cocción, calefacción e iluminación en los países de la región (gráfico 5) (IEA, 2008). Por lo tanto, la tendencia general en la región es a un crecimiento del consumo de energía y a una modernización de las fuentes de energía, lo cual se puede explicar parcialmente por el incremento poblacional y por la tendencia a la urbanización de la población.

Respecto a otras fuentes de energía, el aporte de la hidroelectricidad se ha mantenido constante en 9%. Esto muestra que ha existido un estancamiento en la inversión para aprovechamiento de energía hidroeléctrica en la región, lo cual coincide con una tendencia a nivel mundial de falta de inversión durante las últimas décadas. De hecho, el crecimiento de la generación de energía hidroeléctrica decreció de 4,2% en la década del 90 a 2,9% en la primera década del 2000 (BP, 2009). Sin

7 Por América Latina se sigue la definición de los países que son integrantes de OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). Éstos son de América del Sur, Argentina, Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela, Guyana y Surinam; del Caribe, Barbados, Cuba, Granada, Haití, Jamaica, Trinidad & Tobago, República Dominicana; y de Mesoamérica, Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y México.

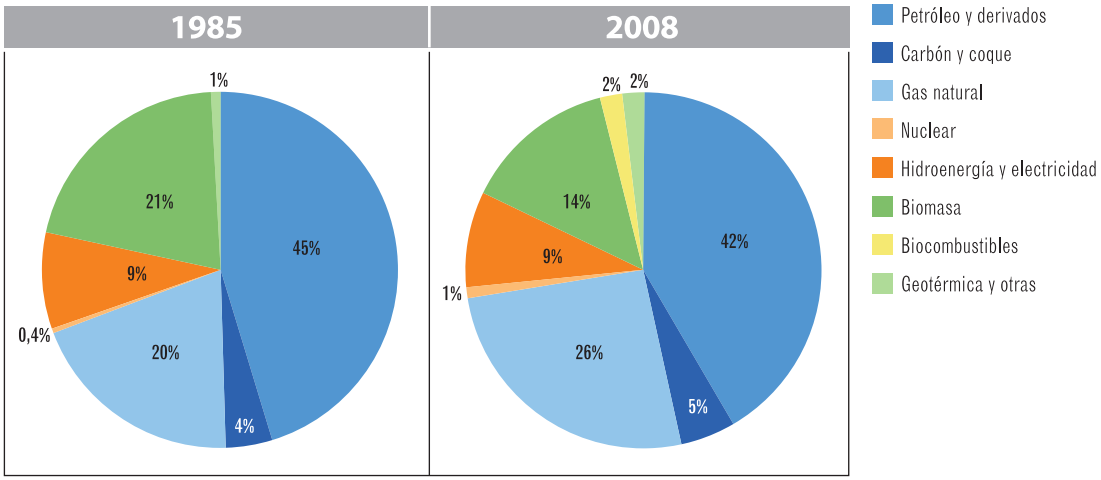
8 El período comparado en este primer párrafo (1980-2006) no coincide exactamente con el período de análisis de párrafos siguientes (1985-2008) puesto que el breve análisis del primero se realizó con datos del Informe IEA 2008, mientras que los del segundo con datos de OLADE 2011. Sin embargo, ambos períodos muestran tendencias de las décadas de 1980, 1990 y 2000.

embargo, dicha tendencia se está revirtiendo a nivel mundial y en América Latina, con el desarrollo de proyectos de aprovechamiento en escalas mediana y grande (IEA, 2008; 2006).

Aún cuando en la matriz energética total la energía hidroeléctrica represente sólo un 10%, su importancia en la matriz eléctrica es muchísimo más acentuada. Así, Latinoamérica es la región que más depende de la hidroelectricidad: 66% del total de electricidad generada en la región provino de hidroeléctricas en el período 2000-2008. Esta tendencia puede continuar o incluso incrementarse puesto que todavía queda un amplio potencial de hidroelectricidad técnicamente factible de ser explotado en la región (BP, 2009; WEC, 2007).

Gráfico 5.

Evolución de la oferta de energía primaria total de América Latina por tipo de combustible



Fuente: OLADE, 2011; OLADE, 2009. Elaboración: autor.
Porcentaje sobre datos en kbep.

Respecto a otras fuentes de energías alternativas se observa un ligero incremento en su importancia en la región, como en el caso de la geotérmica que sube del 1% al 2% entre 1985 y 2006. En 2008, se observa que la producción de biocombustibles ha ganado espacio y es la segunda energía renovable más importante (2%). Con el caso del etanol, Brasil representa el 99% de la producción y destina el 79% para consumo interno y el 19% para exportación (OLADE, 2009). Otros países que están promoviendo programas ambiciosos de producción de biocombustibles son Colombia, Venezuela, Costa Rica y Guatemala, con etanol a base de caña de azúcar, y Argentina, con biodiesel a base de soya. Con este el país ha llegado a ser uno de los cinco mayores productores a nivel mundial (Janssen et al., 2011).

Otras fuentes de energía renovable como la solar y eólica no tienen aportes significativos hasta el momento en la matriz pues no se visualiza su contribución en los agregados macro (OLADE, 2009). En este sentido, América Latina ha seguido la tendencia mundial de no diversificarse hacia otras fuentes de energía no convencionales y diferentes a combustibles fósiles.

Finalmente, la energía nuclear incrementó su aporte en la matriz para ser el 1% del total en 2008. La energía nuclear existe con la tecnología de fisión en Brasil (59% del total de energía nuclear producida en la región), Argentina (36%) y México (5%) (OLADE, 2009).

Analizando el consumo de energía por sectores en América Latina, la tendencia en el período 1985 a 2006 ha sido un crecimiento de la participación del transporte (del 32% del total de la matriz

energética al 37%) y de los servicios (del 4% a 5%). La industria mantuvo constante su cuota en el 36%, el sector residencial decreció del 23% al 17%, y en conjunto la agricultura, pesca y minería mantuvieron su porción en el 5% (OLADE 2011; OLADE 2009). Esto evidencia que la región sigue la tendencia mundial, en la cual el transporte es el principal motor de demanda de energía.

En los países en fases tempranas de desarrollo económico, en donde el consumo residencial es el mayor entre todos los sectores, las industrias empiezan a subir su demanda de energía conforme tienden a convertirse en economías emergentes. Pero, conforme se incrementa el ingreso per cápita y la economía alcanza mayor desarrollo, la participación del sector decrece (Lescaroux 2011). En América Latina se visualiza en parte este cambio en el período 1985-2008 puesto que el consumo del sector residencial decreció, pero la industria no aumentó su participación. El comercio, compensó la caída de la porción del consumo residencial.

Por otro lado, según Lescaroux (2011), el sector que crece constantemente durante todas las etapas de desarrollo económico y niveles de ingreso per cápita su participación en la matriz energética es el transporte, con su consumo de combustibles. Esta tendencia sí está presente en América Latina y de hecho es el único sector cuya compensación crece constantemente. Si se analizan las tasas del consumo energético en este período, los sectores de mayor crecimiento son el comercial (141%), construcción y otros (123%) y transporte (113%) (OLADE, 2011; 2009). Por ello, el aumento del consumo energético en América Latina está principalmente motivado por combustibles para transporte, por energía para servicios comerciales y para industrias.

Si se analiza específicamente el consumo de energía por sectores y por tipo de combustible se aprecian las diferencias que cada fuente de energía aportó en los años 1985 y 2008. Así, en la industria el principal combustible es el gas natural, tanto en 1985 como en 2008 (26% del consumo total de energía del sector). Los cambios observados en el uso de combustibles en este sector es un incremento de la electricidad (17% a 22%) y del carbón mineral y coque (5% a 11%) ante un menor uso de fueloil, diesel y derivados de petróleo (22% a 15%) y biomasa (25% a 18%) (OLADE, 2011; 2009).

En el sector residencial, el principal combustible continúa siendo la biomasa (leña, carbón y caña) aunque su participación decreció de 55% a 39% por la modernización en muchos hogares a energías más limpias: electricidad para iluminación (12% a 25%), gas natural para cocción (7% a 12%). Los combustibles derivados de petróleo como fueloil, diesel, gasolinas y otros mantuvieron su participación casi constante (alrededor de 25%). En el transporte, los combustibles base son los derivados de petróleo, especialmente gasolina y fueloil; éstos representan 97% del consumo del sector. El restante 3% proviene del gas natural en 2008, una innovación respecto a 1985 donde los autos funcionando con gas no aportaban de manera representativa al consumo (OLADE, 2011; 2009).

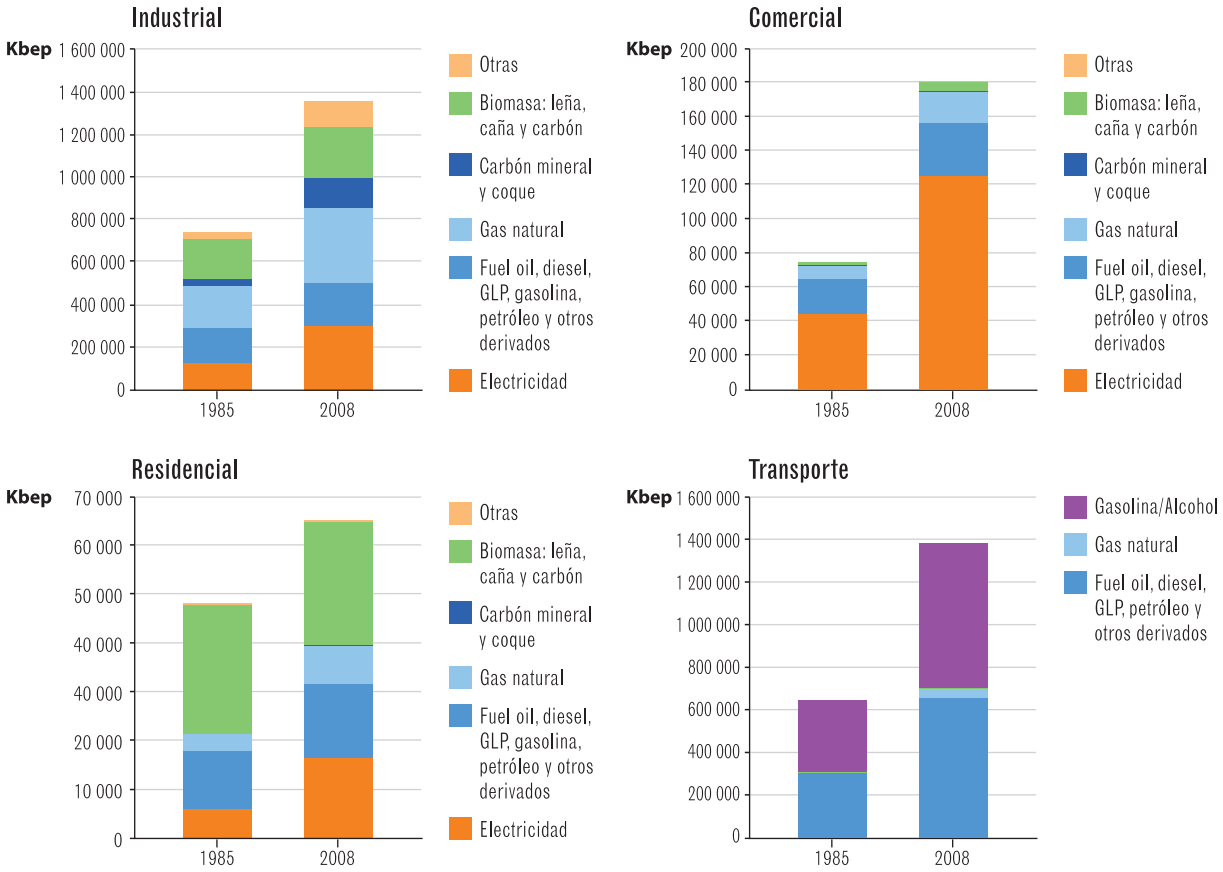
Finalmente, en el sector comercial la principal fuente de energía es la electricidad. Este tipo de energía aumentó su participación del 59% al 70%, sustituyendo a los derivados de petróleo que decrecieron del 28% al 17%. El tercer lugar le corresponde al gas natural que mantuvo su participación en 10%.

En resumen, las tendencias en energía de América Latina apuntan a un crecimiento de la demanda mayor que el promedio mundial. Específicamente por sectores, transporte y comercio son los que más espacio han ganado en las últimas décadas. El sector residencial ha disminuido su participación en el total de energía consumida, pero en su estructura ha ocurrido un cambio de modernización de fuentes de energía de biomasa tradicional (en especial leña y carbón) a fuentes modernas (electricidad y gas natural).

Esto ha traído beneficios como reducción de contaminación dentro del hogar por la quema de leña, carbón o biomasa, evitando problemas respiratorios; disminución de la presión sobre los bosques por la recolección de leña para fines energéticos y un mejor uso del tiempo en los hogares

Gráfico 6.

Consumo de energía por sector y tipo de combustible en América Latina



Fuente: OLADE, 2011; OLADE, 2009. Elaboración: autor.

al no destinarlo a actividades de recolección de biomasa tradicional (IEA, 2008). En proyección, si la electricidad empieza a ser más importante, tanto en el sector residencial y en el comercial, el reto para la región está en encontrar fuentes seguras y limpias para proveer de energía moderna a sus habitantes.

En el caso del transporte, el reto a futuro profundizar la diversificación de la matriz para eliminar la dependencia de combustibles fósiles. Uno de los primeros pasos en esa dirección son los programas en biocombustibles, en especial en países como Brasil, Argentina, Colombia, Venezuela, Costa Rica y Guatemala. Sin embargo, su sostenibilidad para una difusión a escala masiva todavía está en debate (Janssen et al., 2011).

Otra opción interesante respecto al transporte son los vehículos y trenes eléctricos, pero la pregunta de fondo continúa siendo de qué fuentes provendrá la energía eléctrica para abastecer a dichos sistemas (Lior, 2010). Para América Latina, emprender un camino hacia un desarrollo energético sustentable, al igual que para el resto del mundo, constituye uno de los mayores retos del presente siglo.

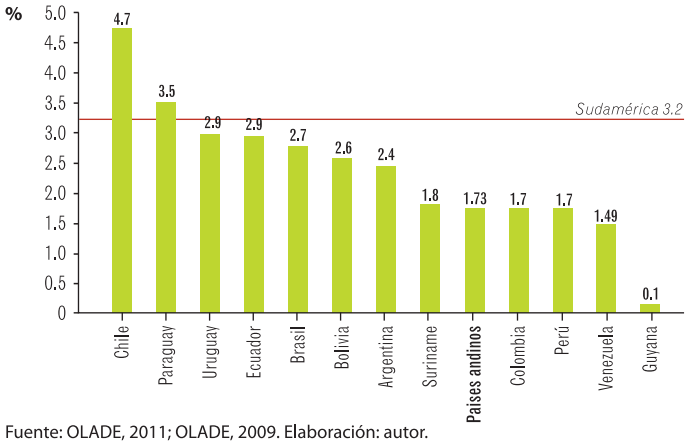
Matriz energética en los países andinos

Analizando con mayor detalle la demanda de energía primaria en los países de Sudamérica (período 1985-2008) se ve que Ecuador es el cuarto país con mayor tasa de crecimiento, con un aumento más fuerte que sus vecinos andinos Colombia, Perú, Venezuela y Bolivia. Los tres primeros están entre los de menor crecimiento en la demanda de energía del subcontinente.

Lo registrado en Ecuador puede tener diversas explicaciones. Entre ellas se puede mencionar el subsidio a derivados de petróleo que facilitó un uso creciente de los combustibles fósiles para transporte y cocción.

Gráfico 7.

Crecimiento de la demanda de energía primaria en Sudamérica (1985-2008)



Fuente: OLADE, 2011; OLADE, 2009. Elaboración: autor.

La estructura de la matriz energética a 2008 por fuente denota que los combustibles fósiles son el motor en los países andinos, aunque esta dependencia es más acentuada en Venezuela (89%), Ecuador (85%) y Bolivia (82%), que en Colombia (74%) y Perú (71%). Cabe anotar que el consumo de biomasa tradicional es bajo en países con subsidio a combustibles fósiles como Ecuador (6%) y prácticamente inexistente en Venezuela, mientras que en los países sin subsidio a combustibles fósiles, Perú (16%), y Colombia (10%) juega un rol importante.

Es notable que de los países andinos el único que no utiliza gas natural en una magnitud significativa en su matriz energética sea Ecuador. Así, el gas natural apenas alcanzó el 4% de la matriz mientras que en los demás países varía entre el 23% para Colombia y el 48% en el caso de Venezuela. Por esto, la dependencia de Ecuador del petróleo y sus derivados (incluyendo los cilindros de GLP para cocción y otros usos) que copan el 81% de la matriz, es la más profunda en relación a todos los países andinos. En estos, alcanzan un promedio del 45%. Probablemente, en respuesta a esto están en marcha diferentes proyectos para explotar reservas de gas natural en Ecuador.

La estructura de la matriz energética por sectores revela nuevamente la singularidad de Ecuador respecto de sus vecinos en la importancia del transporte. En 2008 el transporte representó el 55% del consumo de energía en el país, mientras que en el resto de países andinos fue en promedio del 39%. En el grupo de países, menos Venezuela, el transporte es el sector de mayor participación en el consumo de energía. En Venezuela, la industria es el primer consumidor de energía (51%) (OLADE, 2011).

En la región andina, con excepción de Venezuela, el transporte aumenta de manera significativa su participación en el total de energía consumida. Sobre todo entre los años 1985-2008 los mayores incrementos son en Ecuador (15%) y en Perú (13%). Colombia y Bolivia tienen incrementos del 7% y 6%, respectivamente, y Venezuela del 1%. En Bolivia y Venezuela la industria es la que más incrementó su participación en la matriz energética (16% y 4%, respectivamente) (OLADE, 2011).

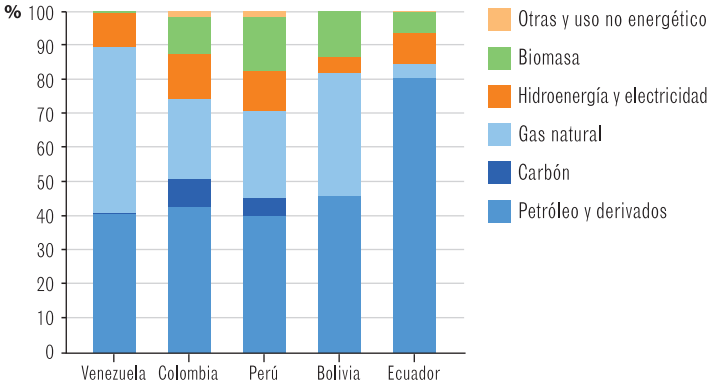
En los países de la subregión, en el período 1985-2008 el sector residencial ha decrecido en su participación dentro de la matriz energética; sobre todo en Perú (18%) y Bolivia (36%) (OLADE 2011). Tan sólo en Perú y Ecuador este sector es el segundo de mayor importancia en la matriz. De hecho, cabe notar que Ecuador es el único país andino en el cual la participación de la industria decrece en este período (OLADE, 2011).

En el promedio del grupo de países, se comprueba la tendencia descrita por Lescaroux (2011) sobre el crecimiento de la participación del transporte en la matriz. Esta tendencia es más fuerte en Ecuador, menor en Bolivia y limitada en Venezuela. En rasgos generales, los tres sectores que

mueven la matriz energética en los países andinos son transporte, industria y residencial. El sector primario, que es considerado uno de los característicos de Latinoamérica, decreció su participación en la matriz en todos los países menos en Bolivia (OLADE, 2011).

Gráfico 8.

Composición de la matriz energética de los países andinos en 2008



Fuente: OLADE, 2009. Elaboración: autor.

Es importante analizar cómo el subsidio a combustibles fósiles marca una tendencia diferente para Venezuela y Ecuador respecto a los otros tres países andinos, incluso diferente de Bolivia que también posee una política de subsidios energéticos. Este subsidio ha permitido una mayor adopción de combustibles modernos y eficientes sustituyendo el consumo de biomasa tradicional. Sin embargo, también influye en que estos dos países sean los de mayor consumo de energía per cápita; Venezuela 12,58 bep/hab y Ecuador 5,56 bep/hab en 2009 respecto a Perú 3,39 bep/hab, Bolivia 3,54 bep/hab y Colombia 1,32 bep/hab (OLADE, 2011).

Ecuador es el país menos eficiente en el uso de energía de los países andinos pues su intensidad energética es la mayor de todos (3,23 kbep/1 millón USD del 2000 en el año 2009). Además muestra una tendencia creciente en los últimos años respecto de sus vecinos Colombia (1,32 kbep/1 millón USD del 2000) y Perú (1,16 kbep/1 millón USD del 2000) los cuales exhiben intensidades más bajas y una tendencia decreciente en el uso de energía para generar valor en la economía (OLADE, 2011). Por ello, el subsidio introduce una lógica de ineficiencia en el consumo energético y pone presión a estos países, y sus gobiernos, para ampliar las fuentes energéticas sin consideraciones de uso apropiado (MEM, 2007).

En promedio, a 2009, la hidroelectricidad es el 11% de la matriz energética andina y el país en donde mayor peso tiene es Colombia (14%). Pero, la hidroelectricidad muestra una importancia mucho mayor en la matriz andina. Representa el 59% del total de la capacidad instalada, porcentaje ligeramente superior al promedio de América Latina del 53%. Finalmente, ninguno de los países andinos muestra un rol importante de otras fuentes de energía renovable en su matriz (OLADE, 2009).

2. Transición energética

Cambio climático como reto para el sistema energético

El cambio climático es uno de los mayores problemas que enfrentan la Tierra y la humanidad en el siglo XXI. La causa principal del cambio climático es el desarrollo económico, el hombre se ha vuelto una fuerza planetaria que amenaza el funcionamiento del sistema de la Tierra. Si la humanidad no frena la interferencia en el sistema, los impactos pueden ser catastróficos (Dumanoski, 2009; Hansen, 2009). Los que sentirán primero estos impactos con fuerza son los países pobres, especialmente las personas más vulnerables en estos países (UNFCCC, 2010; WB, 2010a). Para entender el papel que han jugado los sistemas energéticos en agravar el cambio climático es necesario describir rápidamente su dinámica.

El sistema climático de la Tierra está constituido por cinco componentes: la atmósfera, la, hidrósfera, la criósfera[9], la, litósfera y la biósfera. El clima es el resultado de las interacciones entre los cinco subsistemas. El motor del sistema, la única fuente significativa de energía es la radiación procedente del sol (Velázquez de Castro, 2008). Según la definición de Gaia de James Lovelock (2007), la Tierra es un sistema autoregulado que surge de la totalidad de organismos que la componen, las rocas de superficie, el océano y la atmósfera, estrechamente unidos como un sistema que evoluciona. La teoría afirma que este sistema tiene un objetivo: la regulación de las condiciones de la superficie para que sean lo más favorables posible para la vida que en aquel momento pueble la Tierra.

El efecto invernadero de la Tierra está causado por los llamados gases de efecto invernadero que absorben la radiación infrarroja emitida por la superficie de la Tierra y retienen el calor en la parte inferior de la atmósfera, la tropósfera, la capa del tiempo atmosférico y nuestra zona de vida. Gracias al efecto invernadero tenemos una temperatura promedio de la Tierra de +14°C, sin este efecto la temperatura promedio de la Tierra sería de -19°C. Desde inicios de la Revolución Industrial, pero en forma muy acelerada desde 1950, el hombre está aumentando la cantidad de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Esto origina un forzamiento radioactivo que intensifica el efecto invernadero, suscitando el así llamado efecto invernadero intensificado (IPCC, 2007b). La fuente principal del aumento de la cantidad de gases de efecto invernadero en la atmósfera es la quema de combustibles fósiles y la destrucción de hábitats naturales en todo el planeta.

Uno de estos forzamientos es el efecto invernadero causado por la creciente emisión de gases de efecto invernadero. Lo que originan estos gases es que parte de la radiación de onda larga que emite la tierra no salga al espacio sino retorne al planeta, calentando su superficie. El entendimiento actual sobre el clima apunta a la conclusión de que la tendencia creciente en temperatura media global desde inicios de la Revolución Industrial no ha sido causada por una variabilidad natural (o un proceso interno) del sistema climático sino por el creciente forzamiento ejercido por la emisión de GEI (Hegerl et al., 2007).

Los principales GEI son el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), y el óxido nitroso (N_2O) (IPCC, 2007a). Estos son producidos por diversas actividades como la quema de combustibles fósiles, la deforestación, la descomposición de desechos; actividades que en su mayoría son resultado de la creciente actividad económica. La creciente concentración de GEI ha originado un aumento en la temperatura media global de 0,8 °C en comparación con el período previo al inicio de la revolución industrial (WB, 2010a).

En la actualidad, el primer sector, a nivel mundial, responsable de la emisión de GEI es el suministro de electricidad; el segundo, la industria; el tercero, la silvicultura (incluye la deforestación); el cuarto la agricultura; y el quinto el transporte (gráfico 9). La contribución de los combustibles fósiles a la emisión de GEI es de casi 57%, se encuentra dispersa en varios sectores: electricidad, industria, transporte, agricultura. Sus emisiones combinadas son la principal fuente de GEI.

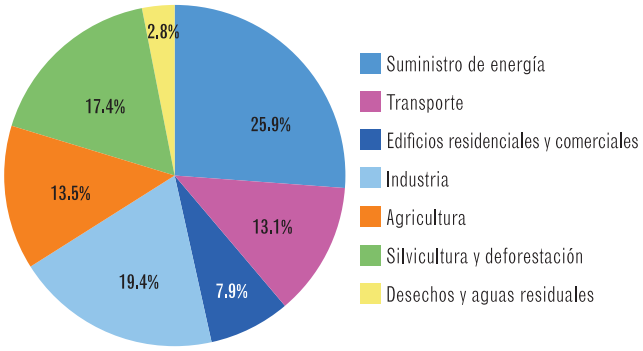
El nivel de emisiones de CO_2 que está presente en la atmósfera para el año 2010 es de 389 ppm (NOAA, 2011); con esta concentración ya están ocurriendo cambios en el sistema climático de nuestro planeta (WB, 2010a). Estos cambios son no sólo temperaturas promedio mayores, sino un clima más impredecible y más difícil de sobrellevar, incrementos en sequías, inundaciones y olas de calor, afectación del patrón de precipitaciones, derretimiento de casquetes polares, aumento del nivel del mar, mayor presión a los ecosistemas naturales (IPCC, 2007b; MA, 2005).

Por estas razones, combatir el cambio climático, a través de la mitigación de GEI es esencial para evitar daños irreversibles y no sobrepasar puntos de inflexión del sistema de la Tierra. De esta manera, diversos estudios y posiciones políticas están reconociendo que limitar el incremento de temperatura

9 Incluye aquellas partes donde el agua se encuentra en estado sólido, por ejemplo, glaciares.

Gráfico 9.

Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores a nivel mundial



Fuente: IPCC, 2007a.

a no más de 2°C en la media global, respecto de los niveles existentes antes de la revolución industrial, es el máximo cambio tolerable para evitar una interferencia antropogénica peligrosa en el sistema climático (IPCC, 2007a; WB, 2010a). Esta meta de limitar los incrementos de temperatura media global a no más de 2°C está pronunciada en negociaciones internacionales como el Acuerdo de Copenhague a fines de 2009 (UNFCCC, 2010). Pero el Acuerdo de Copenhague no obliga a los países a reducir emisiones para lograr este objetivo (Elbers, 2010).

Para alcanzar esta meta, la concentración de CO_2 en la atmosfera no debe exceder de 450 ppm, o incluso menos si se considera la contribución de otros gases de efecto invernadero como metano y óxido nitroso. Inclusive, con esta concentración existe tan sólo un 40 a 50 por ciento de probabilidad de que el incremento de temperatura no sobrepase los 2°C. Por ello, el reto mayúsculo es mitigar estos gases de tal manera que las emisiones lleguen a un pico en la década de los años 20 para después declinar a la mitad de los niveles actuales hasta 2050 (WB, 2010a).

Para los sistemas energéticos, la trayectoria de emisiones de GEI para no sobrepasar la concentración de 450 ppm requiere una transición energética global: reducciones masivas en la demanda total de energía y cambios en la matriz energética. Estos dos objetivos se complican puesto que:

- La matriz energética global está en un 80% constituida por combustibles fósiles;
- Se requiere dotar de energía moderna a los cerca de 3 000 millones de personas sin acceso a servicios energéticos modernos (e.g. electricidad, combustibles limpios y eficientes para cocción);
- Y por el crecimiento poblacional adicional que se dará en el siglo XXI.

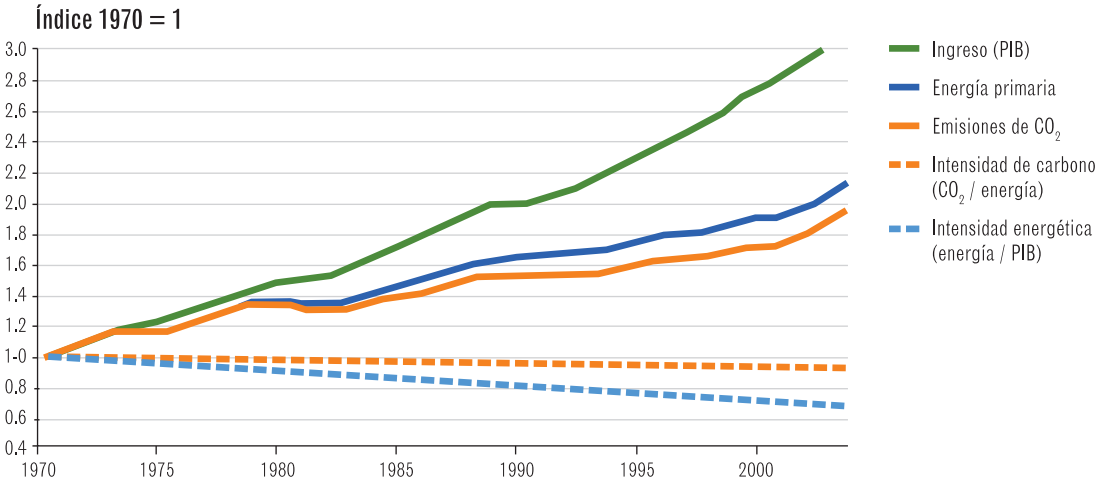
El reto es proveer a todos de servicios energéticos, y al mismo tiempo reducir las emisiones de GEI a la mitad de los niveles actuales. Por lo tanto, se requiere 'descarbonizar' la matriz energética (IIASA, 2009; WB, 2010a).

Hasta el presente, el consumo energético total mundial ha crecido a la par del ingreso y de la población. A pesar de la disminución gradual de la intensidad energética de la economía mundial (gráfico 10) y de la creciente penetración del gas natural en la estructura de la demanda de energía primaria (gráfico 2), estos dos fenómenos no han sido suficientes para modificar la intensidad de carbono del consumo mundial de energía, manteniéndose esta constante a lo largo del período analizado como lo muestra el gráfico 10. La disminución en la intensidad energética e intensidad de carbono[10] no han sido significativas en los últimos 40 años, sobre todo la intensidad de carbono se ha mantenido constante (gráfico 10), por lo cual, la creciente cantidad de energía utilizada ha generado crecientes emisiones asociadas (WB, 2010a).

10 Por intensidad de carbono se refiere a la cantidad de este elemento que tiene determinado combustible y sus emisiones de CO_2 asociadas al producir energía.

Gráfico 10.

Ingreso, energía primaria, emisiones e intensidades a nivel mundial



Fuente: IPCC, 2007 en WB, 2010. Traducción: autor.
Nota: El PIB está medido en paridad de poder de compra.

Por lo tanto, para conseguir la meta de 450 ppm de CO_2 en la atmósfera se requiere que los países desarrollados reduzcan tanto sus emisiones totales como sus emisiones per cápita; y que los países en vías de desarrollo eviten seguir la trayectoria tradicional de crecimiento económico intensivo en carbono, como ha sido el caso de los países industrializados. Esto significa que se requieren cambios en los estilos de vida de países desarrollados y adoptar modelos diferentes en países en desarrollo (WB, 2010a).

Tras varias reflexiones y debates sobre la amenaza que representa el cambio climático y otros problemas de degradación ambiental, en el año 1992, se firmó la Declaración de Río y se estableció la Convención Marco de las Naciones Unidad sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Con la finalidad de conseguir la reducción de emisiones de GEI a la atmósfera se implementó un calendario de negociaciones internacionales en el marco de la Convención (Hill y Thompson, 2002).

De esta manera, en 1997 se adoptó el Protocolo de Kioto que entró en vigencia en 2005. El Protocolo de Kioto especifica metas de reducción de emisiones de GEI de 5,2% para países industrializados (Anexo I del Protocolo) entre 2008 y 2012 respecto al año 1990 que fue tomado como línea de base. Para ello se establecieron mecanismos que permitan eficientemente y equitativamente reducir las emisiones de GEI: La Iniciativa Conjunta (IC), el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y las transacciones de permisos de emisiones de GEI. En el protocolo de Kioto se asigna mayor responsabilidad en la reducción de emisiones de GEI a aquellos países desarrollados e industrializados (Estados Unidos, Europa, Japón) y se los lista en el Anexo I. El resto de países, entre ellos China, India y aquellos en vías de desarrollo como Ecuador, se los conoce como países del No Anexo I (Honty, 2011).

En el caso del MDL, su modalidad se estableció para desarrollar iniciativas donde países del Anexo I inviertan en proyectos de mitigación de GEI en países en desarrollo (No Anexo I). La idea principal tras esto era desarrollar la reducción de emisiones con el menor costo posible (eficiencia) y conseguir la participación voluntaria de países en desarrollo en los esfuerzos de mitigación (Borges y Villavicencio, 2004).

Hasta agosto de 2011, el MDL ha registrado 3.337 proyectos de los cuales 1.135 han obtenido certificados de reducciones de emisiones. Estos proyectos contribuirán con 2.074 millones tCO_2 mitigadas hasta 2012 (Fenhann, 2011). Sin embargo; a pesar de los esfuerzos de Kioto y de sus

mecanismos (entre ellos el MDL), por diversas causas, la reducción de emisiones no ha podido conseguirse. De hecho, las emisiones han crecido a un ritmo más rápido que lo previsto en los peores escenarios del IPCC (Klepper, 2011; Elbers, 2010).

En 2009, con el acuerdo de Copenhague, las principales naciones emisoras de GEI hicieron propuestas de reducción: EEUU propuso reducir sus emisiones para 2020 en 17% respecto del nivel de 2005, la Unión Europea un 20% para 2020 respecto de los niveles de 1990. Las metas de las economías emergentes mayores, China e India, fueron diferentes pues no se comprometieron a reducir emisiones totales sino la intensidad de carbono medida en (CO_2/PIB): China se comprometió reducir entre un 40-45% esta intensidad e India entre 20-25% hasta 2020 (Goldemberg y Prado, 2010).

Pero, esta propuestas, que no son vinculantes, no conducirían a una reducción total en las emisiones pues lo propuesto por EEUU y la UE se vería prácticamente opacado por el crecimiento de emisiones de China e India. Si bien se reduce la intensidad de carbono (CO_2/PIB) de China e India, su crecimiento económico proyectado (medido en PIB) ocasiona que el total de emisiones sea creciente y opaque las reducciones conseguidas por los países desarrollados. De esta manera, también se requieren esfuerzos sustanciales con la finalidad de reducir las emisiones totales en economías emergentes (Goldemberg y Prado, 2010).

La revolución energética requerida impone un reto a las tecnologías, pero también a las políticas y a las instituciones que determinan qué tipos de energía son utilizadas y difundidas. Alcanzar las metas de una estabilización de la concentración de GEI en 450 ppm de CO_2 requiere duplicar las fuentes de energía renovable en la presente década 2010-2020 (IEA, 2011a). Hasta 2050, el aporte de las fuentes de energía renovable al total de energía primaria demandada debería ser entre 30 y 40% (WB, 2010a).

Además, para alcanzar la meta de concentración de GEI en 450 ppm de CO_2 en la atmósfera es esencial recurrir a diversas opciones y medidas de eficiencia energética (WB, 2010a; IEA, 2011a; UNEP, 2011). De hecho, en las proyecciones de reducción de emisiones al año 2050 en escenarios trazados por diversas organizaciones (gráfico 9), la eficiencia energética es la principal estrategia tanto en relación con los centros de transformación y distribución de energía, como en actividades de consumo.

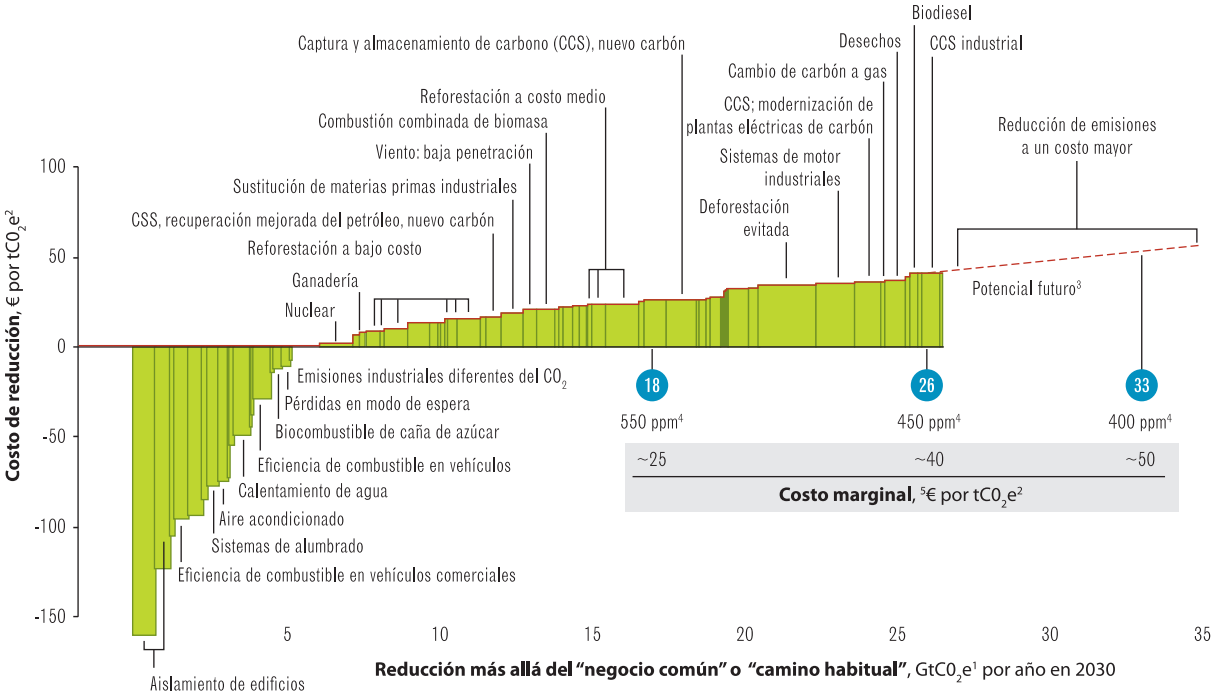
El tema de la eficiencia energética es tan crítico puesto que del total de energía primaria demandada, apenas 37% se transforma en energía útil que es consumida por usuarios finales (e.g. electricidad, gasolina, diesel para transporte). Esto significa que dos tercios de la energía se pierde en procesos de transformación (Adegbulugbe et al., 2000). Por lo tanto, la eficiencia energética es una de las estrategias requeridas para reducir la explosiva demanda creciente de energía.

La eficiencia energética es el mecanismo más costo efectivo para conseguir reducción de emisiones de GEI. En el estudio especializado de Enkvist et al (2007) sobre las curvas de costo de mitigación (gráfico 11), que expresan en euros el costo de invertir en tecnologías, medidas y proyectos para reducir una tCO_2e, las opciones de menor costo (inclusive de costo negativo pues su implementación significaría reducir consumo energético y reducir costos por consumo de energía) para mitigar el cambio climático son medidas de eficiencia energética.

Estas medidas son varias, como la sustitución de sistemas de iluminación por otros más eficientes (e.g. focos ahorradores), la adopción de electrodomésticos más eficientes en consumo energético, mayor eficiencia en motores y pesos de vehículos de transporte de pasajeros, entre otras (Enkvist et al., 2007; Graus et al., 2011). Si se explotase, idealmente, todo el potencial técnico para mejorar la eficiencia energética y ahorrar energía a nivel mundial, el crecimiento proyectado de energía primaria de 2005 a 2050 con una tasa total de 98% se reduciría a apenas cerca de 8%. Es decir, que de 439 EJ demandados en 2005 y 867 EJ proyectados como demanda de energía primaria mundial a 2050, tan sólo se requeriría 473 EJ (Graus et al., 2011).

Gráfico 11.

Curvas de costo de la mitigación de gases de efecto invernadero a nivel global



Fuente: Enkvist et al., 2007.
Notas: 1. $GtCO_2e$ Se refiere al total de mitigación que determinado conjunto de medidas puede alcanzar, medido en Giga (10^9) toneladas de dióxido de carbono equivalente. Las emisiones mitigadas serían respecto de un escenario de inercia (*business as usual*) donde el crecimiento de emisiones se debe a la creciente demanda de energía y transporte y a deforestación.
2. tCO_2e se refiere a toneladas equivalentes de dióxido de carbono.
3. Las medidas con un costo mayor a €40 por tonelada no son representadas.
4. Concentración de GEI en partes por millón (ppm).
5. Costo marginal de mitigar emisiones de 1 tCO_2e en cada escenario de concentración de GEI en la atmósfera.
Traducción: autor.

Sin embargo, las ganancias en eficiencia energética pueden conducir a que los precios de la energía se abaraten, lo cual origina una mayor demanda de energía que descompensa el ahorro obtenido por la eficiencia energética. De esta manera, en los países de la OCDE, las medidas de eficiencia energética implementadas en hogares (e.g. focos ahorradores) han tenido un efecto rebote cercano al 30% (Sorrell et al., 2009). Es decir que cerca al 30% del ahorro energético conseguido por las tecnologías y medidas de eficiencia energética, se descompensó por el creciente consumo energético promovido por precios más bajos (Sorrell et al., 2009; Ouyang et al., 2010).

Inclusive, en economías emergentes como China, los esfuerzos y tecnologías para promover eficiencia energética parecen no contener la creciente demanda de energía de los hogares urbanos. El efecto rebote de las medidas de eficiencia energética en China es de 30% y la creciente demanda se la abastece con nuevas plantas eléctricas de carbón. Por lo tanto, dentro de las medidas efectivas para contrarrestar este efecto rebote en el consumo de energía y los efectos ambientales negativos de ello, está el desarrollo de fuentes de energía renovable (Ouyang et al., 2010).

Aun si una fuerte reducción de la futura demanda de energía se consigue con medidas de eficiencia energética, ¿de dónde se obtiene la energía para alimentar ese consumo futuro? Probablemente se continuaría obteniendo de combustibles fósiles que causan emisiones de GEI. Por ello, para alcanzar metas de mitigación ambiciosas es necesario sustituir varias de las fuentes energéticas de combustibles fósiles por fuentes de energía renovable.

Estas fuentes de energía renovable serían básicamente hidroelectricidad, biomasa tradicional, y nuevas aplicaciones de tecnología como solar, eólica y geotérmica. La magnitud del esfuerzo es significativa dado que se traduce en la construcción, instalación y operación, a nivel mundial, de 17 000 turbinas de viento (produciendo 4 MW cada una), 215 millones de metros cuadrados de paneles solares, 80 plantas de energía concentrada solar (produciendo 250 MW cada una) cada año durante los próximos 40 años. En otras palabras, el sector energético requiere virtualmente su descarbonización (WB, 2010a).

Inclusive, muchas de las proyecciones energéticas para sustituir combustibles fósiles consideran necesario un incremento en la participación de las fuentes de energía nuclear en la generación de un 5% del total de energía primaria demandada a entre un 8 y un 15%. Esto implica la construcción de hasta 32 plantas nucleares (produciendo 1 000 MW cada una) cada año durante los próximos cuarenta años (WB, 2010a). Sin embargo, las plantas nucleares pueden presentar riesgos a la sociedad y el ambiente por los residuos radioactivos que generan y los vínculos con la proliferación de armas nucleares (Ahearne, 2011). Inclusive, tras el incidente del maremoto en Fukushima, Japón, en marzo de 2011, países como China suspendieron la aprobación de nuevas centrales nucleares (The Guardian, 2011). Por ello, las fuentes de energía renovable pueden adquirir un impulso e importancia mayor al buscarse opciones de sistemas energéticos no riesgosos para el medio ambiente.

La inversión requerida para alcanzar la mitigación del cambio climático en 450 ppm requiere gastar alrededor de 0,3 y 0,9% del PIB Mundial por año. Esto es entre 425 miles de millones y un billón[11] de dólares por año en 2030 (WB, 2010a). Concretamente, la inversión anual en fuentes de energía renovable en los próximos 10 años debe ser de por lo menos 170 miles de millones de dólares para alcanzar el escenario de mitigación de 450 ppm. Cada año de retraso en realizar estas inversiones para 'descarbonizar' el sector energético añadiría un costo adicional de 500 mil millones de dólares a la mitigación global del cambio climático (UNEP, 2011).

Inclusive, si la adopción masiva de fuentes de energía renovable se realiza con el objetivo tanto de sustituir los combustibles fósiles, por su contribución al cambio climático, como de eliminar gradualmente la energía nuclear; la inversión adicional que se requiere por año es casi el doble, alcanzando los 390 mil millones de dólares. Un aspecto clave a considerar en la mitigación del cambio climático y en la inversión en fuentes de energía renovable no es sólo la escala de la inversión, sino cuándo se realizan dichas inversiones (UNEP, 2011). De esta manera, la inercia del sistema climático hace que no sea posible posponer aún más los esfuerzos de mitigación a futuro (es decir, continuamos emitiendo GEI hoy y empezamos a realizar mitigación agresiva en el futuro) porque los cambios realizados al sistema climático en el presente persisten inclusive por décadas (WB, 2010a).

Las inversiones en sistemas energéticos muestran un grado de inercia, menor que el del sistema climático, pero significativo. Esta inercia se manifiesta en la vida útil prolongada que tiene la mayor parte de infraestructura generadora de energía. Una planta generadora de electricidad a base de carbón tiene una vida útil de alrededor de 45 años, una generadora a base de turbinas de gas natural tiene una vida útil de 25 años, una hidroeléctrica tiene una vida útil de alrededor de 75 años. Por lo tanto, el nivel de emisiones del sector energético en años futuros está determinado por las inversiones del presente (UNEP, 2011). Si continúa la inversión en plantas generadoras a base de combustibles fósiles, mayor será el tiempo que estas continúen operando en el futuro y menor será la oportunidad dada a la implementación de fuentes de energía renovable.

Entonces, es vital invertir una magnitud significativa de recursos en tecnologías de energía renovable (entre 170 y 500 mil millones de dólares por año hasta 2020) y hacerlo inmediatamente, para mitigar el cambio climático. De continuar las tendencias actuales de inversión mayoritaria en

11 1 billón=10^{12}.

energías basadas en combustibles fósiles, proyecciones al año 2050 de UNEP (2011), muestran que las fuentes de energía renovable apenas alcanzarían a representar un 15% de la demanda total de energía primaria. Los combustibles fósiles continuarían siendo el 80%, donde el carbón y el gas natural serían las fuentes de mayor crecimiento representando el 24% cada uno del total de demanda de energía primaria. El petróleo tendría un decrecimiento pero su participación sería la mayoritaria todavía, del 33%.

Bajo un escenario verde, con la finalidad de lograr la mitigación del cambio climático a 450 ppm, se requiere invertir en fuentes de energía renovable y en eficiencia energética que disminuya el agresivo crecimiento del consumo de energía. De esta manera, la inversión adicional de recursos para mejorar la eficiencia energética en tecnologías de uso final como aparatos electrónicos y automóviles es también significativa, 651 mil millones de dólares por año hasta 2050. Este nivel de inversión permitiría reducir la futura demanda total de energía primaria en 15% a 2030 y en 34% hasta 2050 (UNEP, 2011).

Adicionalmente, según UNEP (2011), se requiere invertir cerca de 656 mil millones de dólares por año hasta 2050 en fuentes de energía renovable y en biocombustibles de segunda generación para el transporte para que la participación de las fuentes de energía renovable sea de por lo menos 27% en el total de demanda de energía primaria. Este nivel de inversión permitiría que las fuentes de energía renovable representen un 45% del total de la matriz eléctrica mundial. De cumplirse esto, durante los próximos 40 años, la energía solar, con una inversión anual aproximada de 114 miles de millones de dólares, y la eólica, con una inversión anual aproximada de 76 miles de millones de dólares (UNEP, 2011), dominarían el panorama de provisión de energía con fuentes renovables en 2050.

La inversión proyectada se refiere a biocombustibles de segunda generación, que son aquellos basados en el uso de residuos agrícolas. Se asume que se utiliza dichos residuos sin desplazar cultivos para alimentos y mucho menos expandir los usos del suelo en bosques naturales (UNEP, 2011).

Estos esfuerzos en eficiencia energética y en fuentes de energía renovable permitirían que las emisiones de carbono del sector energético se reduzcan de 30,6 Gt en 2010 a 20 Gt en 2050. En este punto, existen diversas proyecciones de cómo las opciones de eficiencia energética y de sustitución de fuentes de generación de energía pueden contribuir a alcanzar la meta de mitigación del cambio climático. Por ejemplo, los escenarios proyectados por UNEP (2011) no consideran inversiones fuertes en generación de energía nuclear o en tecnologías de mitigación de generación de combustibles fósiles como la captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés). Las proyecciones de IEA (2011a) consideran que CCS juega un rol fuerte en las tecnologías de mitigación para continuar con generación de energía basada en combustibles fósiles y de igual manera da un rol mayor a la generación con energía nuclear (gráfico 12).

A manera de conclusión de la comparación de los estudios y proyecciones de emisiones entre IEA (2011a) y UNEP (2011) se puede enfatizar:

a) Los dos estudios (IEA y UNEP) coinciden en asignar a la eficiencia energética, tanto a nivel de los centros de transformación como de actividades de consumo, un rol esencial en la mitigación del cambio climático. En efecto, mientras el escenario de mitigación del estudio IEA estima en un 58% el potencial de reducción de emisiones por medidas de eficiencia energética, el escenario de UNEP estima esta contribución en un 55%.

b) Los dos estudios discrepan significativamente en las tasas de penetración de las energías nuevas y renovables. El estudio IEA estima en 17% el volumen de reducción de CO_2 como resultado de la implementación de tecnologías de fuentes de energía renovable, frente al 33% de reducción según el estudio de UNEP. Esta discrepancia muestra que la adopción

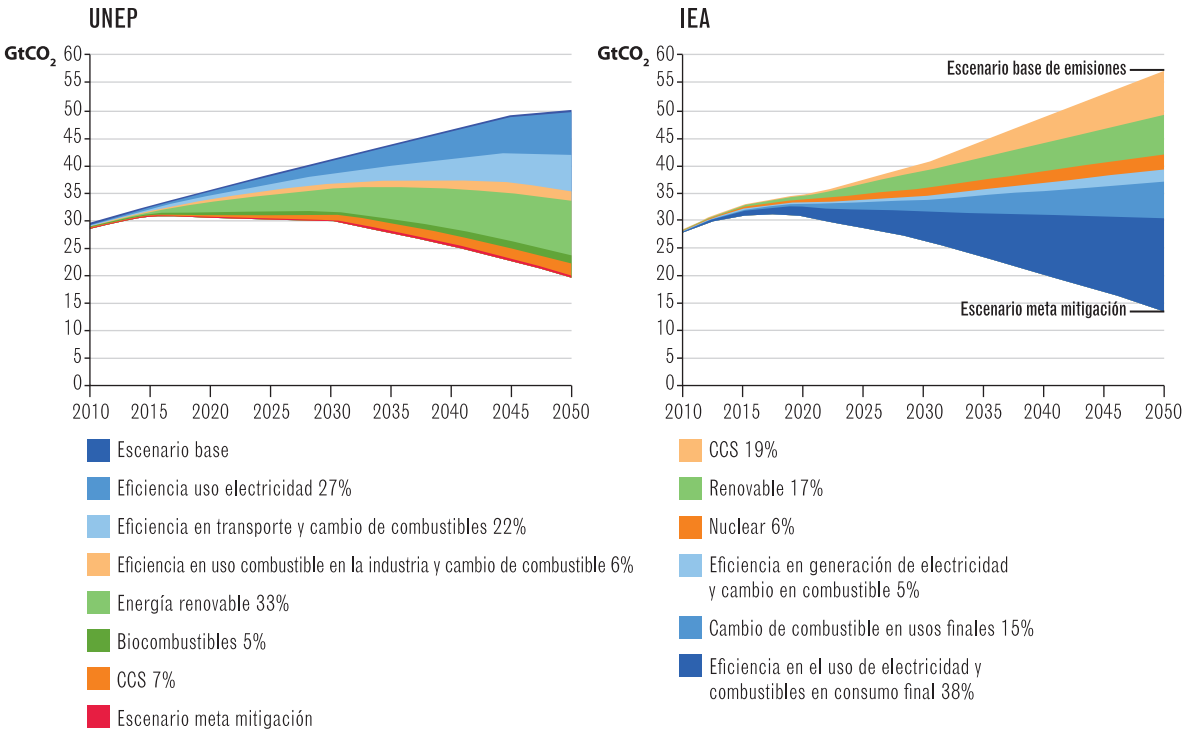
en gran escala de estas tecnologías está sujeta todavía a incertidumbres de carácter técnico y económico y responde a las propuestas de visiones de los planteamientos futuros de fuentes de provisión de energía.

c) Los estudios presentan diferencias significativas sobre la contribución de la captura y almacenamiento de carbono para la mitigación del cambio climático. Reducciones de CO_2 del orden del 19% y del 7%, estimadas por la IEA y UNEP, respectivamente, reflejan los costos y en particular, las controversias sobre la seguridad de almacenamiento en los potenciales reservorios; incertidumbre determinante en la no inclusión de esta tecnología dentro de los mecanismos de desarrollo limpio (MDL).

d) Se debe destacar el papel de la energía nuclear en los dos escenarios. El estudio de UNEP no incluye la energía nuclear como opción de reducción de emisiones, asumiendo implícitamente el cierre gradual de centrales nucleares hacia el año 2050. En el caso del estudio de la IEA, la energía nuclear representaría el 6% de reducción de las emisiones de CO_2 para ese mismo año.

Gráfico 12.

Emisiones totales del escenario base y sus reducciones por tipo de energía o tecnología en el escenario de mitigación de cambio climático a nivel global



Fuente: UNEP, 2011; IEA, 2011.

A pesar de las diferencias entre ambos escenarios y sus proyecciones el mensaje clave es el mismo, se requiere una verdadera transición energética que comience inmediatamente y que mueva una inversión a nivel global significativa para 'descarbonizar' el sector energético. La elección de las tecnologías, políticas y opciones específicas es parte del camino a construir y en ello jugarán un papel clave los gobiernos de los países. Sobre todo en determinar qué tipo de energías y tecnologías son aquellas que serán promocionadas para sustituir a los combustibles fósiles o para mitigar la huella de carbono. En cualquiera de los dos escenarios, las fuentes de energía renovable jugarán un rol creciente a nivel mundial.

El reto impuesto, y por enfrentar, del cambio climático para la humanidad a lo largo del presente siglo configura oportunidades y riesgos para los países en desarrollo. Concretamente, en el caso de América Latina para el año 2000, la región aportó el 12% de las emisiones globales de GEI, albergó a 8,5% de la población y representó una participación similar de la economía (8,5% del PIB global). Por este motivo, las emisiones totales de la región están por encima del promedio mundial de emisiones por habitante y por unidad de PIB; inclusive están por encima del promedio de las emisiones por habitante de los países No Anexo I del Protocolo de Kioto (De la Torre et al., 2009; IPCC, 2007b).

Inclusive, si se considera únicamente el sector energético de la región, este representa el 26% de las emisiones, mientras que las emisiones del tipo de las producidas por los usos del suelo, cambios de uso y silvicultura, son la mayoría, con el 46%. A pesar de que históricamente la contribución de la región a la acumulación de GEI en la atmósfera es menor a la del presente; la creciente demanda de energía y desarrollo de actividades agrícolas y forestales (algunas vinculadas a los biocombustibles) puede hacer de la región un emisor mayor en el futuro (De la Torre et al., 2009).

El reto de la mitigación del cambio climático se plantea como una tarea de responsabilidades comunes pero diferenciadas entre los distintos países (WB, 2010a). En ese orden, la región puede pensar en un rol más destacado en la mitigación del cambio climático a través del uso de tecnologías de fuentes de energía renovable. Las negociaciones internacionales sobre el cambio climático han llevado a acuerdos multilaterales e instrumentos, entre ellos, para promover la adopción de dichas tecnologías.

En el caso del MDL, América Latina representa el 14% de todos los proyectos del mundo desde 2004 a septiembre 2011. Esto le ha permitido movilizar financiamiento por USD 9651 millones en este período, que representa 7,2% de toda la inversión global en estos proyectos. Sin embargo, la mayoría de este financiamiento y proyectos está centrado en China (68,5% del total de USD 92 mil millones) (Fenhann, 2011).

Del total en la región, la mayoría de proyectos MDL (24%) son para hidroelectricidad, después está energía de la biomasa (15%), eólica (9%) y solar (1%). En el caso de Ecuador, de los 25 proyectos financiados bajo el MDL, once son para hidroeléctricas (contribuyendo con una potencia de 616 MW), dos son para bioenergía (56 MW) y dos de energía eólica (8 MW). Ecuador ocupa el puesto número diez a nivel mundial de los países con mayor número de proyectos hidroeléctricos facilitados con financiamiento del MDL. Sin embargo, no ha podido aprovechar estos mecanismos y fondos internacionales para financiar otro tipo de fuentes de energía renovable, como sí lo ha hecho Perú en el caso de la energía solar con dos proyectos que aportarían 40 MW (Fenhann, 2011).

En resumen, el cambio climático impone un reto global a la transformación de los sistemas energéticos. Por un lado, está permitiendo que se faciliten y financien nuevas tecnologías y proyectos de fuentes de energía renovable con la finalidad de contribuir a los esfuerzos globales de mitigación. Por otro, los impactos previstos del cambio climático pueden afectar a los sistemas energéticos, por lo cual se requiere pensar sobre adaptación al cambio climático desde los sistemas energéticos.

Adaptación de los sistemas energéticos al cambio climático

Aún si se cumple con la meta de mitigación de emisiones para limitar el calentamiento promedio del planeta a máximo 2°C, quedarán varios impactos y consecuencias de la modificación del clima. Por lo tanto, los países necesitan prepararse y adaptarse a los resultados. La adaptación al cambio climático es el segundo tipo de respuesta a este fenómeno que los sistemas socioeconómicos pueden generar (WB, 2010b).

Entre los sectores que requieren adaptación al cambio climático consta el sector energético. Actualmente, toda la cadena de suministro de energía es vulnerable a la variabilidad climática. Los eventos extremos pueden afectar tanto a los recursos energéticos disponibles como a la demanda de energía. Por ejemplo, en 2005, los eventos extremos climáticos ocasionaron una variación del 13% de la productividad energética en países en desarrollo. Los impactos esperados por el cambio climático, unidos a la vulnerabilidad existente, pueden incrementar los riesgos para el sector energético. Por ello, tiene la necesidad de adaptarse a las condiciones cambiantes (Ebinger y Vergara, 2011).

Las proyecciones y estudios sugieren que los servicios y recursos energéticos serán afectados por el cambio climático debido a alteraciones en patrones, incremento en la variabilidad, extremos superiores y variaciones interanuales mayores en determinados parámetros climáticos en diversas regiones a nivel mundial. A pesar del reconocimiento de estos impactos y de la necesidad de adaptación, el enfoque predominante del sector energético respecto al cambio climático ha sido centrarse en su rol en la mitigación (Ebinger y Vergara, 2011).

La variabilidad climática también puede afectar el funcionamiento de los sistemas energéticos convencionales, en particular en la generación térmica de electricidad. El aumento de temperatura, ya experimentado de manera estacional en algunas regiones del mundo, afecta los niveles de eficiencia en los procesos de generación eléctrica así como en otros procesos industriales intensivos en energía. Así por ejemplo, en algunos países del Medio Oriente, la eficiencia de generación termoeléctrica disminuye hasta en un 10% durante la estación cálida, determinando un mayor nivel de emisiones de CO_2 por unidad de energía generada (Villavicencio *com pers*).

Esta pérdida de eficiencia sería significativamente más elevada por los aumentos de temperatura. El fenómeno de calentamiento también implica un aumento de energía para la satisfacción de ciertas necesidades, como es el caso de la climatización. En ambos casos, medidas de aumento de la eficiencia de los sistemas energéticos (eficiencia de conversión y aislamiento) pueden ser vistas como mecanismos de adaptación. Este caso muestra que no es factible establecer una separación entre estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático. En el mejor de los casos, ambas estrategias deben ser enfocadas como acciones complementarias o, en otras palabras, constituyen las dos caras de una misma moneda.

Por lo tanto, la adaptación del sector energético al cambio climático no es una actividad opcional y adicional, sino una actividad núcleo en la operación y planificación del sector. Así, tanto la infraestructura energética existente, la que está en construcción y la planificación de expansión del sector requieren consideraciones alrededor de las condiciones emergentes y cambios en patrones del clima. Varios parámetros hidro meteorológicos tienen el potencial de afectar al sector energético. Algunos impactan a todo el sistema de infraestructura como, por ejemplo, cambios en la hidrología de ecosistemas que abastecen de agua a centrales hidroeléctricas. En cambio, los eventos extremos como inundaciones y huracanes impactan en la infraestructura energética de zonas costeras bajas (Ebinger y Vergara, 2011).

Las fuentes de energía renovable son de las mayores promesas en la transición energética requerida a nivel mundial. Sin embargo, su dependencia de las condiciones climáticas también las convierte en vulnerables al cambio climático. Esto ocurre en especial con la energía hidroeléctrica. En América Latina, el cambio climático puede ocasionar un mayor estrés hídrico afectando el suministro de agua y la generación hidroeléctrica (Magrin et al., 2007).

En los países andinos, la alteración del ciclo hidrológico, el secamiento de ecosistemas de altura (e.g. páramo) y el retroceso de glaciares pueden ocasionar impactos en la disponibilidad de caudales para la generación hidroeléctrica. Esta afectación sería grande en dichos países, puesto que su matriz eléctrica es mayoritariamente dependiente de la hidroelectricidad (Vergara, 2005). En el caso de Ecuador, la energía hidroeléctrica es la mayor fuente de electricidad y se planifica que su rol en la matriz sea aún mayor en el futuro.

Por ello, empezar a pensar en estrategias y medidas de adaptación al cambio climático para el sector energético, mayoritariamente hidroeléctrico en países como Ecuador, se convierte en un requerimiento estratégico de la política energética. En el caso de Brasil, el sector hidroeléctrico representó el 80% de la generación eléctrica de Brasil en 2008. El estudio de Pereira de Lucena et al (2010) encontró que ante la afectación del cambio climático a la confiabilidad de producción de energía, la matriz energética de ese país necesita expandirse de manera diversificada hacia fuentes como el gas natural, termo generación con bagazo de caña, energía eólica e incluso plantas nucleares y de carbón.

Pico petrolero

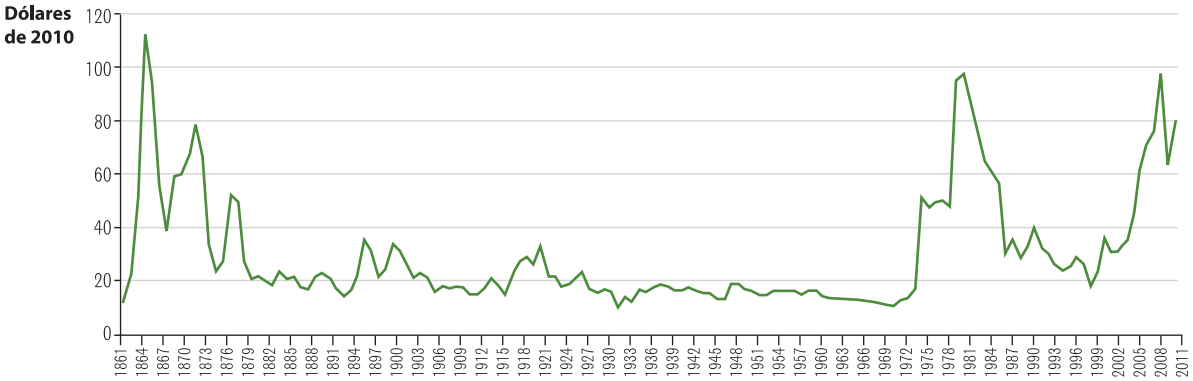
El pico petrolero se refiere al problema de que la producción de petróleo alcanzaría un máximo no más allá del 2020 y a partir de entonces tendría una tendencia decreciente en producción, ocasionando efectos en el consumo, en la demanda y en los precios (Aleklett et al., 2010; Almeida y Silva, 2009). Originalmente, el problema del pico del petróleo fue planteado por el geólogo Marion King Hubbert que en 1956 presentó una investigación en la que argumentó que la fecha del pico de producción de petróleo en EEUU sería cerca a 1970. Ante la realidad de su proyección, su método y teoría fue aceptada. Con ello, Hubbert amplió su proyección a nivel mundial, concluyendo que el pico petrolero mundial sería cerca del año 2000 (Almeida y Silva, 2009).

Las proyecciones de Hubbert no consideraron las restricciones de políticas de la OPEP en 1973 y 1980, por lo cual éstas no pudieron ser totalmente precisas. En base a la teoría de Hubbert y a su técnica de proyección de agotamiento de recursos naturales no renovables, otros estudios como el de Campbell y Laherrère (1998) argumentan que el pico de petróleo mundial debió ocurrir antes de 2010 (Almeida y Silva 2009). A partir de 2003, con el escalonamiento de los precios de petróleo a nivel mundial que alcanzaron un máximo a mediados de 2008, la teoría nuevamente ha recibido atención y preocupación a nivel mundial (Verbruggen y Marchochi, 2010). En una revisión de los estudios, realizados a partir del año 2000, sobre el pico de petróleo a nivel mundial de un total de 29 trabajos, el 79% proyecta que este ocurrirá cerca al 2010 o hasta 2020 (Almeida y Silva, 2009).

De hecho, en las últimas décadas (1990-2010) los descubrimientos de reservas de petróleo han sido menores al consumo. Las nuevas reservas representan apenas un cuarto de las que son consumidas. Desde 1981, el mundo empezó a consumir más petróleo del que encontraba, y desde entonces, la brecha entre consumo y nuevos descubrimientos se ha ido ampliando (Verbruggen y Marchochi, 2010). Otro indicador de que el pico de petróleo pudo ya haber sido pasado son los crecientes precios del crudo (gráfico 13). Actualmente, la producción mundial de petróleo es de 86 Mb/día por lo que se requieren grandes esfuerzos para descubrir nuevos campos para mantener niveles de equilibrio.

Gráfico 13a.

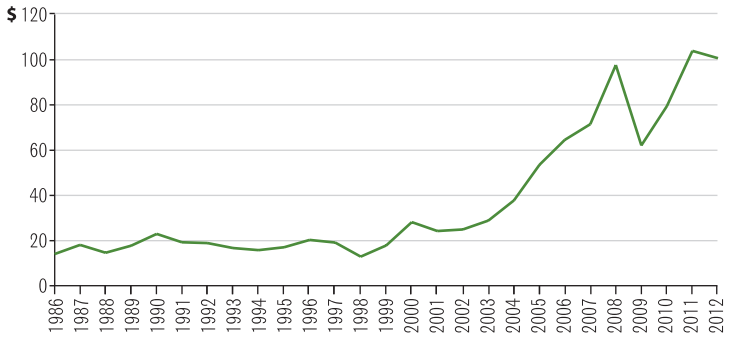
149 años de precios promedios del barril de petróleo



Fuente: BP, 2011.
Nota: 1861-1944: Precios promedio en Estados Unidos. 1945-1983: Precios del crudo ligero de Arabia. 1984-2010: Precios del crudo Brent.

Gráfico 13b.

Precios promedios anuales del barril de petróleo



Fuente: IMF, 2011.
Nota: Precios promedio del crudo Brent, WTI y Dubai Fateh. Los precios de 2011 y 2012 son proyecciones.

Algunos de los campos de petróleo más grandes a nivel mundial han empezado a decaer en su producción y se tiene que extender a campos en el océano, los cuales tienden agotarse rápidamente. A nivel de países, algunos ya pasaron la fecha del pico petrolero, entre ellos EEUU e Indonesia. Esto a pesar de que los crecientes precios han hecho económicamente factible y rentable la explotación de campos anteriormente considerados no viables. Otros países productores mayores como Venezuela, Nigeria, Noruega y México han empezado una fase inicial de producción disminuida. Rusia y Arabia Saudita, los dos mayores productores mundiales, parecen estar próximos al pico petrolero o han empezado ya esta fase (Almeida y Silva, 2009).

Ante estas limitantes en la producción del petróleo 'líquido' han surgido otras opciones no convencionales como los crudos extrapesados. Tal caso representan las arenas petroleras de Alberta en Canadá (*tar sands*) y el bitumen del Orinoco en Venezuela. En realidad, este crudo extrapesado, y por ello más costoso de producir tanto en términos económicos como energéticos y de impacto ambiental, ya está siendo explotado y representa una cantidad significativa de reservas. Sin embargo, el incremento de sus tasas de producción es muy lento y la máxima producción que se podrá alcanzar con ellos es limitada (Almeida y Silva, 2009). Otra opción de combustibles fósiles son los esquistos de petróleo (*oil shales*) que consisten en rocas no suficientemente calentadas de forma natural como para desprender su contenido de petróleo. Sin embargo, en la actualidad no existe una tecnología viable para su producción puesto que se requieren grandes cantidades de energía para extraerles el crudo (Almeida y Silva, 2009).

Por estas razones, los defensores de la teoría del pico de petróleo argumentan que los campos más grandes y accesibles ya han sido explotados. Los futuros descubrimientos ocurrirán en cantidades menores y en áreas más remotas donde la producción será más difícil y costosa. Cabe mencionar que la teoría del pico petrolero es esencialmente desarrollada y apoyada por geólogos. Entre las visiones críticas a esta se encuentran los planteamientos de economistas. Estos afirman que el término reservas es también un concepto económico y que, por ello, las reservas no son un número fijo sino un flujo cuyos descubrimientos y factibilidad depende del precio del recurso, el cual será más elevado conforme el petróleo escasea (Verbruggen y Marchochi, 2010).

Así, los precios elevados, sobre todo en los países importadores de petróleo, crearán incentivos para el desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes en el uso de los recursos, para sustituir por otros recursos más abundantes y menos costosos, para reciclar y para descubrir nuevas reservas (Tilton, 1996, en Verbruggen y Marchochi, 2010). El uso menor y más eficiente del petróleo y el incentivo al descubrimiento de nuevas reservas extenderán la vida del recurso. Los críticos de la visión del pico de petróleo ponen énfasis en las grandes cantidades de este recurso existente en las arenas petroleras, bitúmenes y esquistos.

Además, los críticos afirman que la mayoría de regiones a nivel mundial todavía están subexploradas. En los últimos 25 años, el 70% de los esfuerzos de exploración fueron en EEUU y Canadá,

países que apenas tienen el 3% de las reservas de petróleo mundial. En Medio Oriente, región que tiene el 70% de las reservas de petróleo, apenas se realizó un 3% de esfuerzo de la exploración global. Entonces, ha ocurrido una falta de inversión en exploración en los últimos 20 años (Verbruggen y Marchochi, 2010).

Al parecer, tanto aquellos a favor de la teoría del pico de petróleo como aquellos en contra están de acuerdo en que el pico está ocurriendo (o por ocurrir) con recursos petroleros fáciles de acceder, es decir con el petróleo convencional. El concepto de reservas no es un número fijo sino un rango de posibilidades que cada vez puede ampliarse por nuevos descubrimientos, innovación tecnológica, y cambiantes condiciones económicas. Cada vez que existe un incremento en los precios del petróleo, más recursos económicamente no rentables se convierten en reservas probadas y posibles (Verbruggen y Marchochi, 2010). De hecho, existe suficiente petróleo para por lo menos 40 años más, gas para 60 años y carbón para 120 años en base a los coeficientes reservas/producción (Lior, 2010).

El limitante más fuerte a la producción de petróleo no es el pico petrolero y el fin de las reservas o recursos existentes (considerado petróleo convencional y no convencional), sino el limitante físico de la atmósfera como un sumidero de carbono que no puede traspasarse sin interferir con la estabilidad climática del planeta de forma peligrosa (Lior, 2010; Verbruggen y Marchochi, 2010). La necesidad de limitar la emisión de GEI para impedirlo, y por lo tanto, dejar de utilizar agresivamente combustibles fósiles es el mayor factor para una revolución energética basada en fuentes de energía renovable y para dejar algunos de los depósitos de petróleo en tierra.

Un alto a la producción de petróleo puede ocurrir en la siguiente década por las decisiones políticas y sociales de mitigar el cambio climático. Sin embargo, existe el riesgo de que cuando ocurra esto, los precios del petróleo sean altos y esto incentive una inversión en extracción de petróleo que con los antiguos precios no era factible; ocasionando que no exista tal transición hacia sistemas energéticos bajos en carbono. Por esto, las rentas originadas por los precios altos del petróleo deberían estar enfocadas a financiar la transición a economías eficientes y movidas por fuentes de energía renovable (Verbruggen y Marchochi, 2010).

Existe un punto vital al hablar sobre el pico del petróleo como factor en la transición energética. No es lo mismo enfrentar esta posibilidad para un país exportador de petróleo, como lo es Ecuador y varios países andinos, en particular Venezuela, que para un país que es importador de petróleo, como lo son algunos de Centroamérica. El pico del petróleo convencional ha provocado una subida de los precios del crudo en la última década (gráfico 13) y en ciertos países desarrollados ha creado incentivos para el desarrollo de nuevas tecnologías que aprovechan fuentes energéticas renovables.

Sin embargo, estos altos precios en países exportadores pueden originar un efecto contrario al incentivo para desarrollar nuevas tecnologías. Es decir, más reservas petroleras, aumentar la exportación de petróleo y derivados, generar mayores recursos fiscales que se gasten en subsidios energéticos y mantener una matriz energética mayoritaria en hidrocarburos. Este puede ser el caso de los países andinos con mayores reservas de petróleo: Venezuela y Ecuador (OPEC, 2011). Este argumento puede ser utilizado para otro combustible fósil con creciente interés a nivel mundial y en América Latina, el gas natural.

El desarrollo de tecnologías de fuentes de energía renovable puede encontrar una barrera en el pico petrolero en Ecuador, especialmente por el incentivo que generan los altos precios del petróleo para continuar exportando crudo. Con la futura Refinería del Pacífico, con la exportación de derivados, se profundizará la utilización de combustibles fósiles para mover el principal sector consumidor de la matriz energética del país, el transporte.

Seguridad energética

La creciente atención dada a la seguridad energética en las políticas energéticas a nivel mundial no es gratuita. La seguridad energética se refiere esencialmente a la disponibilidad, confiabilidad y accesibilidad a las fuentes de energía por parte de los consumidores y ciudadanos (UNEP, 2011). Existen algunas conceptualizaciones hacia el término seguridad energética. Se puede diferenciar tres tipos: definiciones centradas en la economía y el mercado, índices cuantitativos y definiciones que reconocen la multidimensionalidad de la seguridad energética (Chester, 2010).

Las definiciones centradas en la economía proponen que la inseguridad energética puede definirse como la pérdida de bienestar en la sociedad generada por un cambio en el precio y en la disponibilidad de energía. En otras palabras, se trata de la provisión de energía adecuada a precios razonables. Este concepto implica que la seguridad energética es un resultado del mercado, determinado por su funcionamiento; por ello lo define en términos de dos conceptos del mercado: oferta (disponibilidad de energía) y precio (Chester, 2010; Lefevre, 2010).

Las definiciones centradas en índices cuantitativos buscan poner en práctica el concepto económico de seguridad energética en indicadores que midan el riesgo en el corto y largo plazo de interrupciones en la oferta de energía a base de datos fuentes de energía primaria, transformación, almacenamiento y entrega. En este sentido, diversos indicadores y estudios han puesto el énfasis en medir desde las proyecciones de energía a futuro y las proyecciones de desarrollo de nuevos proyectos energéticos, hasta la diversidad en las fuentes de energía y la dependencia de importaciones de energía desde el exterior (Chester, 2010).

Finalmente, las definiciones que reconocen la multidimensionalidad de la seguridad energética se caracterizan por recoger visiones que van más allá de la oferta de energía y el precio. Estas definiciones examinan la sostenibilidad y la asequibilidad de la energía. La seguridad energética busca reducir los riesgos físicos, económicos, sociales y ambientales en la provisión de energía. Así, se la debe concebir desde objetivos ambientales a la luz de los riesgos de emisiones de GEI y agravamiento del cambio climático. En resumen, el concepto de seguridad energética abarca varias dimensiones y tiene especificaciones según la realidad del país, la fuente de energía y el plazo al cual es aplicado (Chester, 2010). Esta última definición de seguridad energética es la adoptada en este trabajo.

Las políticas que se pueden implementar para aliviar la inseguridad energética son: 1) el manejo de los riesgos para evitar las interrupciones en la oferta, 2) superar la falta de capacidad de generación, 3) facilitar la accesibilidad a fuentes renovables; y 4) modificar la matriz energética y su dependencia de energías importadas. Inclusive, la visión del Parlamento Europeo respecto de la seguridad energética la define como la capacidad adecuada de satisfacer la demanda de energía a través de la diversificación de fuentes energéticas y de proveedores (Chester, 2010).

En el caso de EEUU, la preocupación por la seguridad energética y por el rol de los sistemas energéticos en el cambio climático ha dado paso a proponer políticas en el Congreso para incentivar a nuevos sistemas menos dependientes de combustibles fósiles (Chester, 2010). A nivel mundial, tanto los países en desarrollo, como las economías emergentes y los países desarrollados están incrementando su dependencia de pocas energías importadas. Las proyecciones muestran que la producción de combustibles fósiles tenderá a concentrarse cada vez más en los actuales países petroleros, por ejemplo, miembros de la OPEP en el caso de petróleo, y Rusia, Irán y Qatar en el caso del gas natural (UNEP, 2011).

En el caso de países con subsidios a combustibles fósiles como el Ecuador, tras el incremento mundial de precios del petróleo en 2002 (gráfico 13), el mantener los bajos precios ha supuesto una mayor carga fiscal para el presupuesto nacional. Así, se propone que invertir en fuentes de energía renovable localmente disponibles (en regiones con potencial solar, eólico, geotérmico, hidroeléc-

trico) contribuirá a mejorar la seguridad energética, entendida como una mejor disponibilidad de fuentes, precios más asequibles y mayor sostenibilidad ambiental. Las fuentes de energía renovable locales pueden asegurar una oferta de energía más estable y confiable que un sistema energético centralizado nacional (UNEP, 2011).

3. Fuentes de energía renovable

Definiciones

La energía renovable puede definirse como la energía obtenida de los continuos flujos energéticos que existen en el ambiente natural (Alexander y Boyle, 2004). Otra definición es "flujos energéticos que son repuestos al mismo ritmo al cual son utilizados" (Sorensen en Alexander y Boyle, 2004: 11). La principal fuente primaria de casi todas las energías existentes en la tierra es la energía solar. El potencial de las fuentes renovables es gigantesco puesto que la energía existente en ellas puede cubrir varias veces la actual demanda de energía mundial (Kammen, 2004). La cantidad total de radiación que irradia el sol en la tierra en un año es 7500 veces mayor que el consumo energético mundial anual (WEC, 2007).

Las fuentes de energía renovable se clasificarse en solares y de uso solar indirecto. Las segundas son hidroeléctrica, eólica, energía de las olas y bioenergía o biomasa. Por otro lado están las fuentes de energía renovable no solares que son la geotérmica y la energía de las mareas (Alexander y Boyle, 2004).

Tipos de fuentes de energía renovable

Hidroelectricidad

La energía hidroeléctrica es derivada indirectamente del sol puesto que el ciclo hidrológico de evaporación, transpiración y precipitación es movido por el sol en la Tierra. Este ciclo hidrológico permite que continuamente el agua fluya a través de los ríos y, de esta manera, se configure la posibilidad de utilizar dicha energía para hidroelectricidad (Alexander y Boyle, 2004). La hidroelectricidad se basa en la energía potencial de una caída de agua y un caudal determinado.

La forma más común de aprovechar este potencial es a través de la construcción de plantas hidroeléctricas. En estas plantas el caudal y caída de agua mueve una turbina, la cual está unida a un generador eléctrico; al rotarse el generador eléctrico se produce la energía eléctrica (Ramage, 2004). Existen varios tipos de plantas hidroeléctricas, algunas tienen reservorios de agua, otras de escala mediana y pequeña no tienen reservorio (conocidas en inglés como *run of river*), algunas utilizan diferentes tipos de turbina.

Pero las opciones tecnológicas de este tipo de energía se encuentra en un estado ya maduro de desarrollo y no existen mayores brechas en su conocimiento o en la posibilidad de ganar en eficiencia en la tecnología y producir mayor generación (Ramage, 2004; WB, 2010a).

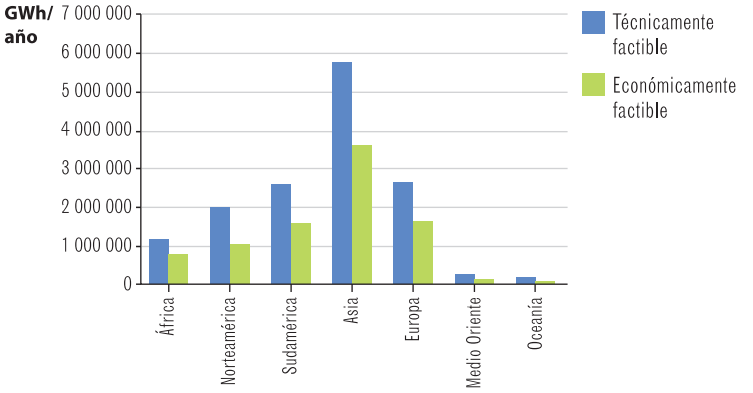
La hidroelectricidad es la fuente de energía renovable líder a nivel mundial, representa cerca del 16% de la potencia eléctrica (WB, 2010a). Más de 150 países utilizan este tipo de energía. Es más, la hidroelectricidad provee por lo menos el 50% de electricidad en 63 países y por lo menos 90% para 23 países (Kammen, 2004). Actualmente, un nuevo boom en el desarrollo de centrales hidroeléctricas está ocurriendo a nivel mundial; esto tras dos décadas de estancamiento. Un potencial de alrededor de 170 GW está en construcción, lo cual denota una inversión significativa y un incremento sustancial en la generación eléctrica a base de esta energía. La mayor parte de esta capacidad está en construcción en China, India, Vietnam, Turquía, Canadá y América del Sur (IEA, 2008).

A pesar de ser la energía renovable más madura tecnológicamente y de mayor despliegue, todavía puede incrementarse su potencial doce veces a nivel mundial. El potencial total utilizado de hidroelectricidad a 2008 fue de 874 041 MW. Este permitió generar 3193,8 TWh en el año 2008. Pese a que el potencial máximo disponible es 39 842 TWh/año, solo 15 955 TWh/año son técnicamente factibles de explotación[12] (WEC, 2010). Incluso esta cantidad puede reducirse si se considera sólo aquello que es económicamente viable al ser explotado.

De este total técnicamente factible de ser explotado, la mayoría se encuentra en Asia, América del Sur y Europa (gráfico 14). Pero en regiones como África es más urgente desarrollar este potencial para proveer de servicios energéticos modernos a una población pobre. Un impulso al desarrollo de la hidroelectricidad en la última década fue el financiamiento provisto a través de MDL. Los proyectos de hidroelectricidad son la mayoría en energías renovables para la mitigación del cambio climático dentro del esquema MDL. Hasta fines de 2009, la hidroelectricidad representó el 26,8% del total y el 13,2% de todas las reducciones de emisiones certificadas (CER, por sus siglas en inglés) (Fenhann, 2009).

Gráfico 14.

Capacidad técnica y económicamente explotable de la hidroelectricidad



Fuente: WEC, 2010.

Al ser una tecnología probada y viable en el futuro, la hidroelectricidad constituye una de las opciones vitales para mitigar el cambio climático en los sistemas energéticos. En los países desarrollados la tendencia de desarrollo del potencial hidroeléctrico es con plantas de pequeña y mediana escala a nivel descentralizado. En países en desarrollo, puesto que aún existe un potencial amplio en sitios estratégicos, la tendencia de aprovechamiento de la hidroelectricidad es con plantas grandes para la provisión centralizada de energía (WEC, 2007; Lior, 2010). Aún explotando todo el potencial máximo y técnico de la hidroelectricidad no sería suficiente para cubrir toda la demanda de energía actual. Esto nos refuerza el mensaje de que la transición energética requerida en la actualidad no puede basarse en un solo tipo de energía sino en una matriz equilibrada.

Energía eólica

Históricamente, la energía del viento ha sido utilizada especialmente en molinos y barcos; pero el nuevo énfasis consiste en utilizarla para la generación eléctrica. La energía eólica puede ser producida con generadores de viento que consisten en turbinas ubicadas a cierta altura y conectadas a un generador eléctrico. Generalmente una turbina consiste de tres aspas. El viento, similar al agua en la hidroelectricidad, mueve la turbina, la cual rota el generador y produce energía eléctrica

12 El potencial máximo se refiere aquí a la capacidad teórica de un tipo de energía que representa el potencial que se puede generar si todos los flujos naturales de agua en un país fueran turbinados a nivel del mar o a nivel de la frontera. De este potencial total, la capacidad técnicamente explotable se refiere al porcentaje que se puede aprovechar utilizando (y limitado) por la tecnología actualmente disponible (WEC 2010). La capacidad económicamente explotable se refiere a la cantidad del potencial técnicamente explotable que se puede aprovechar considerando las restricciones económicas locales de cada país.

(Taylor, 2004). Este tipo de energía está disponible en todas las partes del mundo, pero existen amplias variaciones en la velocidad y continuidad del viento según la región en el mundo (WEC, 2010).

Conforme la tecnología ha sido mejorada en las últimas dos décadas, se ha incrementado el tamaño de las turbinas y sus aspas. Así, mientras hace 25 años las primeras turbinas de viento eran medianas (15-20 m de diámetro) y con una potencia de 50-100 kW; ahora las turbinas son alrededor de 60-80 metros de diámetro y tienen una potencia de 3000 kW. Inclusive se ha desarrollado la tecnología de turbinas de viento en el mar (*offshore*) puesto que existe mayor potencial (mayor velocidad del viento) en locaciones en el mar. Estas turbinas pueden llegar a tener hasta 126 m de diámetro y una potencia de seis MW (WEC, 2010). Inclusive, en 2010, la compañía Vestas lanzó la turbina eólica comercial más grande hasta hoy con siete MW de potencia, especialmente diseñada para proyectos *offshore* en el Mar del Norte (REN 21, 2011).

Los tamaños de las turbinas se han incrementado porque de esa manera se abaratan sus costos de fabricación y porque mientras más grandes son permiten generar mayor cantidad de energía. La eficiencia de la tecnología también se incrementó en los últimos años, duplicándose respecto a la existente en 1990 (WEC, 2010). Los sistemas eléctricos basados en energía eólica son cada vez más económicos, eficientes, confiables y grandes. Sin embargo, la energía eólica es intermitente por naturaleza porque la turbina depende de la velocidad del viento y solo la aprovecha hasta donde la capacidad para la que fue construida le permite (Taylor, 2004; Lior, 2010).

El potencial máximo teórico de la energía eólica existente en el mundo es masivo. Algunas estimaciones sugieren que puede ser de 1 millón de GW en toda la superficie continental del mundo. Otra estimación muestra que explotando aquellos sitios con el mejor potencial de viento (velocidades mayores a 6,9 m/s ubicando las turbinas a una altura de 80 m) se podría cubrir la demanda de energía eléctrica siete veces más que los valores actuales. En el caso de Europa, se podría cubrir toda la demanda de electricidad de la Unión Europea utilizando el potencial de energía eólica en el mar sin alejarse más de 30 km (WEC, 2010).

La energía eólica representa cerca del 1,1% del total de energía eléctrica producida a nivel mundial (BP, 2009; WEC, 2010). Si bien esto todavía es un aporte bajo a la matriz, la capacidad instalada de la energía eólica se ha duplicado cada 3,5 años desde 1990; siendo una de las tecnologías renovables de mayor crecimiento (WEC, 2010). Este crecimiento añadió cerca de 36 GW en capacidad tan sólo en el año 2010. Si bien Europa y América del Norte han sido los pioneros en la instalación de turbinas de viento; en 2010, Asia (encabezada por China e India) se convirtió en la región pionera para la instalación de este tipo de energía (IEA, 2011a). Se espera que a futuro, varios proyectos de escala mayor en turbinas de viento se desarrollen también en economías emergentes y en países en desarrollo como Egipto, Nicaragua, Costa Rica, Brasil, Turquía y Filipinas (Kammen, 2004; REN 21, 2011).

Energía de olas y mareas

Apenas desde 1970 surgieron esquemas tecnológicos viables para aprovechar la energía del movimiento y caída de las olas en el mar. Las olas se originan a través de mecanismos complejos físicos cuando el viento pasa por encima del océano, la interacción origina olas con una frecuencia determinada. La tecnología para aprovechar esta fuente de energía consiste en una estructura que reacciona de manera apropiada a las fuerzas aplicadas por las olas. En los varios diseños existentes lo fundamental es una estructura central y estable con una parte activa la cual fluctúa respecto de la estructura bajo el golpe de las olas. Así, la energía cinética de las olas se transforma en energía mecánica y con un generador eléctrico adjunto a la estructura central, la energía mecánica se transforma a electricidad, análogamente al funcionamiento de una turbina (Duckers, 2004). La tecnología en esta energía aún no se encuentra en un estado de madurez ya que existen alrededor de 100 tecnologías y diseños diferentes (WEC, 2007).

Esta fuente de energía también es derivada indirectamente de la solar. La energía solar origina el viento por las diferencias en el calentamiento entre la superficie de la tierra y el océano. El potencial máximo teórico de este tipo de energía se estima que fluctúa entre 8000 y 80 000 TWh por año, el cual podría ser hasta cuatro veces mayor que el actual consumo de electricidad mundial. Algunas estimaciones del potencial económicamente factible de ser explotado consideran valores entre 140 a 750 TWh/año.

Puesto que la tecnología todavía está en su fase de desarrollo, el explotar este potencial depende de un desarrollo mayor, especialmente que permita abaratar los costos de generación de energía que todavía son altos. Hasta que se pueda encontrar tecnologías fiables, factibles de ser masificadas, entonces la energía de olas y mareas tendrá pendiente su contribución a la generación eléctrica.

Bioenergía

La bioenergía es el término genérico para la energía que se deriva de materiales como la madera, residuos vegetales agrícolas, desechos animales y otros que constituyan material orgánico vivo (Larkin et al., 2004). La bioenergía se obtiene de la biomasa, es decir el material orgánico que realiza la captura y almacenamiento de la energía solar a través de la fotosíntesis. La bioenergía consiste en convertir esta biomasa a formas útiles de energía como calor, electricidad y combustible líquidos (e.g. etanol, biodiesel) (Kammen, 2004).

Otros de este tipo de combustible son el carbón vegetal y el gas natural, que provienen de la gasificación de la biomasa y descomposición anaeróbica en rellenos sanitarios. La bioenergía fue una de las primeras formas de energía aprovechadas por el hombre y la dominante hasta que se aprendió a utilizar combustibles fósiles. Actualmente, es la energía renovable de mayor uso a nivel mundial, pues el uso de biomasa tradicional (leña, carbón) continúa siendo vital en países en desarrollo, especialmente en grupos de bajos ingresos (Kammen, 2004).

Actualmente, la modernización de la biomasa, entendida como su producción y conversión eficiente, limpia y con costos competitivos es una de las prioridades de investigación a nivel mundial. Entre las tecnologías para la conversión de la biomasa a combustibles o energía constan la combustión, la gasificación, la digestión anaeróbica y la transformación a líquidos. La combustión se refiere a la quema de biomasa para generación de electricidad en calderas de vapor. La gasificación es una conversión termoquímica para convertir a la biomasa sólida en un combustible gaseoso. La digestión anaeróbica es la descomposición de la biomasa, tecnología utilizada para generar gas metano de residuos agrícolas o municipales. El metano puede utilizarse para combustión y generación de electricidad en calderas (Kammen, 2004).

Finalmente, los biocombustibles son obtenidos de varios procesos que convierten la biomasa original en formas intermedias de energía más útiles. Esta tecnología ha cobrado importancia en los últimos años debido a su potencial para sustituir al petróleo en el transporte. En realidad, esta posibilidad resulta compleja puesto que tan sólo aquellas plantas que producen aceites, como es el caso de la palma africana y la soya, generan compuestos similares a los hidrocarburos de petróleo y que han sido utilizados para reemplazar en pequeñas cantidades al petróleo a través del biodiesel (Kammen, 2004).

Otra opción tecnológica de biocombustibles son aquellos basados en alcohol, los cuales pueden reemplazar a la gasolina y kerosene. El más masificado es el etanol, el cual se deriva de la fermentación de la biomasa. El etanol es producido de maíz en países desarrollados y de la caña de azúcar en países en desarrollo. Sin embargo, los costos de producción de etanol todavía no son competitivos comparados con los de la gasolina y el balance energético total de estos sistemas no es muy favorable. Además de estos esfuerzos, se está investigando la posibilidad de producir etanol de lignocelulosas como madera, hojas y césped. El etanol a base de esta biomasa y residuos agrícolas puede ser más competitivo que el de maíz y caña de azúcar (Kammen, 2004).

Existen impactos negativos de la producción y conversión de los biocombustibles que si no son manejados pueden ocasionar una mayor cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (Fargione et al., 2010, Chum et al., 2011). Por ejemplo, si para el cultivo de biocombustibles se amplía la frontera agrícola en una zona que antes era un bosque. De igual manera, el destinar cultivos alimenticios como maíz, caña, soya y palma africana para biocombustibles puede originar impactos negativos en la seguridad alimentaria a través de escasez de estos productos agrícolas e incremento de precios.

A nivel mundial, la biomasa, especialmente la tradicional como carbón y leña, representa el 10% de la demanda total de energía primaria. Existe un potencial para expandir el uso de la biomasa con las nuevas tecnologías de conversión, si se utiliza los grandes volúmenes de residuos y desperdicios agrícolas y municipales. El uso de cultivos convencionales para uso energético puede ser ampliado pero se requiere de una cuidadosa planificación de la disponibilidad de tierras y de agua para ello; y por los potenciales efectos negativos en la demanda y precio de alimentos (WEC, 2010). Además, están en investigación algunas opciones para producir biomasa y biocombustibles de biomasa acuática como algas.

Se estima que el potencial teórico de la biomasa puede llegar a ser de hasta 1500 EJ/año, 30 veces más del consumo actual. Si a este potencial se aplica restricciones de sustentabilidad, entonces la estimación queda entre 200 y 500 EJ/año, lo cual representaría una opción amplia de energía (entre la tercera y cuarta parte del total) si la demanda futura total de energía primaria a 2050 se estima entre 600-1000 EJ/año (WEC, 2010).

Otros estudios afirman que el potencial estaría en rangos menores entre 100 y 300 EJ/año. Las variaciones e incertidumbres al momento de evaluar el potencial de la bioenergía se deben al desconocimiento de las condiciones futuras tecnológicas respecto a la mejora en producción de alimentos y fibras, el manejo de recursos como agua y suelo, y las condiciones de mercado y políticas que permitan dirigir apropiadamente los recursos de biomasa a la producción de energía (Chum et al., 2011).

El crecimiento de la producción de electricidad a base de biomasa sólida, biogás y desechos residenciales ha sido firme desde el principio de la década de los 2000 a nivel mundial. El país líder en el uso de biomasa para electricidad es EEUU, seguido por Alemania. Brasil también tiene un crecimiento importante en esta área, incrementando su capacidad de generación de menos de 4000 MW en 2005 a más de 8000 MW en 2010 (IEA, 2011a). Para poner esto en perspectiva, significa que sólo en plantas eléctricas de biomasa, Brasil tiene más capacidad instalada que todo el parque eléctrico ecuatoriano que es alrededor de 4835 MW (incluyendo hidroeléctricas, termoeléctricas, biomasa y otros) (Conelec, 2010).

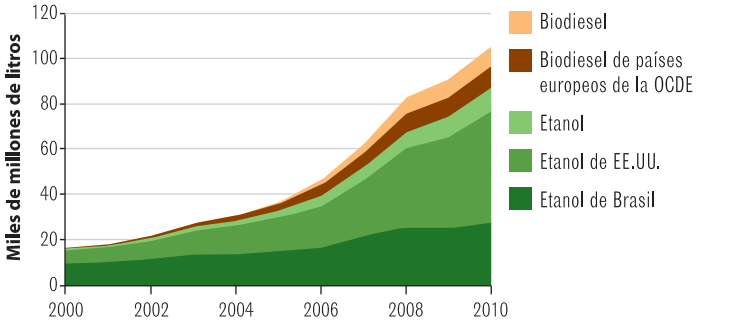
Los biocombustibles han tenido su mayor crecimiento a nivel mundial en los últimos diez años. La producción creció de 16 mil millones de litros en 2000 a 100 mil millones de litros en 2010 (gráfico 15). Los dos principales productores son EEUU y Brasil y están recibiendo apoyo político en varios países de la OCDE y en desarrollo. Este apoyo y crecimiento ha causado que los biocombustibles provean 2,7% de toda la energía mundial del transporte. En el caso de Brasil, este porcentaje es mucho mayor; 21% de todos los combustibles usados en el transporte (IEA, 2011a).

La principal fuente de energía en la Tierra es el sol, el cual es un enorme reactor de fusión nuclear que irradia energía de su superficie en altas temperaturas (cerca de 6000 °C). De la radiación que alcanza la superficie de la Tierra, un tercio es devuelto al espacio, y el resto es absorbido por nuestro planeta y emitido al espacio como radiación de onda larga o calor. La radiación solar es lo que percibimos como la luz clara. Los rayos solares que llegan directamente a la superficie de la Tierra son conocidos como radiación directa, mientras que aquellos rayos que son esparcidos y difundidos por las nubes se los llama radiación difusa (Everett, 2004).

Existen dos categorías de tecnologías para convertir la luz solar en formas utilizables de energía. La primera son los módulos solares fotovoltaicos, que convierten directamente la luz solar en electricidad; y la segunda, los sistemas solares térmicos, los cuales generan calor que puede ser utilizado para calentar agua o una habitación, o para generar vapor que mueva una turbina conectada a un generador de electricidad (Kammen, 2004).

Gráfico 15.

Producción mundial de biocombustibles por tipo



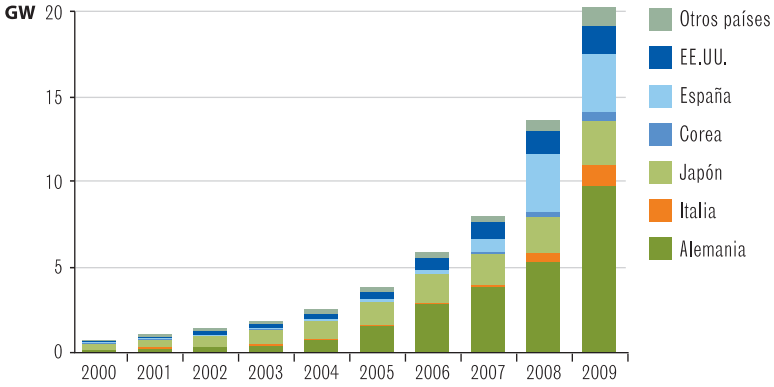
Fuente: IEA, 2011.

La energía solar que llega a nuestro planeta es vasta, sin embargo, está difusa en toda la superficie de la Tierra y se concentra en ciertas regiones más que en otras. Entre estas, las regiones desérticas porque no tienen cobertura de nubes y la radiación directa dura mucho más durante el día en estas zonas. En especial, en el Norte de África y en Oriente Medio existe una de las zonas de mayor potencial de energía solar mundial alcanzando niveles de hasta 9 kWh/m2 por día (WB, 2010a).

Este potencial unido a políticas específicas para favorecer la difusión de tecnologías de energía solar fotovoltaicas ha permitido que esta opción tenga uno de los crecimientos mayores a nivel mundial en los últimos años. Dicho crecimiento también se ha visto favorecido por los costos decrecientes en la fabricación de módulos solares fotovoltaicos. De hecho, en la última década (2000-2010) estos fueron la energía renovable que más rápido aumentó. La capacidad eléctrica instalada a nivel mundial de energía solar es cercana a los 40 GW en 2010 respecto a 1,5 GW en 2000 (gráfico 16) (IEA, 2011a).

Gráfico 16.

Capacidad eléctrica de módulos solares fotovoltaicos



Fuente: IEA, 2011.

El 90% de esta tecnología se encuentra concentrada en seis países: Alemania, España, Japón, EEUU, Italia y Corea. Alemania es el líder a nivel mundial y, desde 2007 España experimentó un boom en la instalación de paneles, por la reducción de costos y las tarifas beneficiosas a la energía generada con módulos solares fotovoltaicos. Inclusive, en España ha tenido que contenerse el crecimiento y despacho de esta tecnología y se ha puesto un límite al crecimiento de la capacidad eléctrica de paneles solares fotovoltaicos a 500 MW por año, lo cual contrasta con la capacidad añadida de 2500 MW en 2008 (IEA, 2011a).

En Asia, Japón es el líder en la instalación de estos sistemas, pero el fabricante más grande es China, que es el mayor exportador de paneles. Sin embargo, se espera que este país empiece a acelerar la adopción de esta tecnología a nivel doméstico en los siguientes años.

La tecnología solar térmica concentrada para generación de electricidad está resurgiendo en el mercado, aunque dichas innovaciones se encuentran por el momento limitadas a España (632 MW de capacidad a finales de 2010) y EEUU (473 MW de capacidad instalada a fines de 2009). Puesto que esta tecnología resulta más factible con radiaciones solares intensas, como las existentes en regiones semiáridas, algunos proyectos se encuentran planificados en Algeria, Egipto, Marruecos, Australia, China, India, Israel, Jordania, México, Suráfrica y Emiratos Árabes Unidos (IEA, 2011a).

El número de paneles solares utilizados para calefacción de agua y de habitaciones también ha experimentado un crecimiento significativo, con una tasa del 20% anual durante el período 2000-2008. A 2008, la capacidad total de estos sistemas alcanzó los 152 GW térmicos. La mayoría de este potencial estuvo centrado en pocos países, China (87,5 GW térmicos), Europa (28,5 GW térmicos) y EEUU (14 GW térmicos) (IEA, 2011a).

Energía geotérmica

Esta fuente de energía puede considerarse como la única independiente del sol puesto que proviene del interior de la Tierra. El recurso está presente en toda su superficie. Sin embargo, los mayores potenciales existen en aquellos sitios donde el calor proveniente del interior de la Tierra para obtener electricidad se encuentra lo suficientemente concentrado como para generar aguas termales o vapor. La tecnología para explotar este recurso en la generación eléctrica es similar a las técnicas de perforación de pozos utilizadas en la industria petrolera. Esto consiste en perforar uno o más hoyos en el sitio que contiene confinados el agua o vapor calentado por el magma de la tierra, para dirigir o extraer este fluido a la superficie y utilizarlo para mover una turbina, unido a un generador y entonces producir electricidad (Brown y Garnish, 2004).

Se estima que el potencial total de esta energía es 12 000 TWh/año (cerca de la mitad del total de electricidad consumida a nivel mundial en 2009, 20 093 TWh). Si se trata de uso térmico directo, entonces puede llegar hasta 600 000 EJ (Kammen, 2004). Hasta 2008, apenas 66 TWh de electricidad se explotaban de este recurso (WEC, 2010). Apenas una pequeña fracción de este potencial ha sido utilizada y se puede esperar un crecimiento fuerte de esta tecnología en los próximos años si los incentivos adecuados son puestos en marcha (Kammen, 2004).

Este tipo de energía ha sido producida comercialmente durante los últimos 70 años, para generación de electricidad y para uso directo térmico. Sin embargo, su uso ha crecido rápidamente durante las tres últimas décadas. Así, entre 1975 y 1995 su uso creció a una tasa del 15% por año. Se ha identificado sitios con potencial geotérmico en cerca de 80 países, de los cuales 46 ya lo utilizan de alguna manera (Kammen, 2004). Los países con mayor generación eléctrica geotérmica son EEUU, Indonesia, Filipinas, Islandia, México, Italia y Nueva Zelanda (IEA, 2011a).

Los países con mayor uso de energía geotérmica directa para uso térmico (calefacción de hogares y edificios, piscinas, invernaderos, acuacultura, industria) son China, EEUU, Suecia, Turquía y Japón. Este tipo de uso también ha tenido un crecimiento fuerte de 23 000 TJ en 2000 a 215 000 TJ en 2010 (IEA, 2011a).

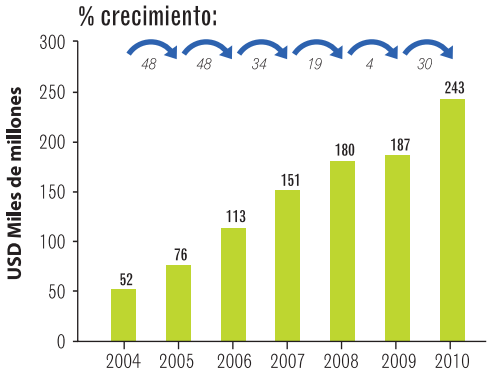
Rol de las fuentes de energía renovable en la transición energética

La mitigación del cambio climático, la seguridad energética, el pico petrolero y las mejoras en las tecnologías que permiten la utilización de las fuentes de energía renovable, están volviendo atractiva y rentable la inversión en dichas tecnologías. En 2010, se calcula que las nuevas inversiones alcanzaron la cifra récord de USD 243 mil millones, encima de los USD 186 y 180 mil millones en 2009 y 2009 respectivamente. Pese a la crisis financiera global de mediados de 2008, la inversión en fuentes de energía renovable parece haber retomado curso. Desde 2002 hasta mediados de 2009, la inversión total mostró una tasa de crecimiento compuesta del 33% (UNEP, 2011).

Este ímpetu se debe también al apoyo de gobiernos de países como Alemania y España, en donde estímulos fiscales de inversión o políticas como tarifas preferenciales han apuntado a apoyar el despacho comercial de estas tecnologías. A nivel mundial, cerca de USD 188 mil millones se han aprobado como estímulos fiscales destinados a fortalecer no solo de las tecnologías sino también a eficiencia energética. Sin embargo, hasta 2009, ante demoras en la aprobación de gastos y en crear los esquemas y programas a los cuales dirigir dichos estímulos, apenas el 9% de estos recursos han sido invertidos (UNEP, 2011).

Gráfico 17.

Inversiones globales en energías limpias a nivel mundial



Fuente: UNEP, 2011.

Desde 2005, la inversión en fuentes de energía renovable ha crecido rápidamente no sólo en países desarrollados sino también en economías emergentes como Brasil, China e India. En 2008, China fue el segundo país con mayor inversión en fuentes de energía renovable, después de España, EEUU fue tercero y Brasil cuarto. Estas economías emergentes están apuntando no sólo a la instalación de sistemas energéticos a base de fuentes renovables sino al desarrollo de industrias para fabricar las tecnologías (e.g. paneles solares, turbinas eólicas) tanto para exportación como para uso interno. Por esto, China se ha convertido en el mayor productor de paneles solares fotovoltaicos y térmicos (UNEP, 2011).

Sin embargo, todavía está pendiente el reto de llevar esta inversión a países en desarrollo para lo cual se requerirá mejorar varios aspectos en dichos países como la infraestructura de transmisión de electricidad e incentivos y políticas que permitan el despliegue de las nuevas tecnologías (UNEP, 2011). Esto es necesario si se quiere revertir la tendencia actual, donde a pesar de la creciente inversión en renovables, todavía los combustibles fósiles son la energía de mayor crecimiento a nivel mundial (IEA, 2011a).

Para poder cumplir el reto de la transición energética requerida para mitigar el cambio climático, se requiere que el crecimiento de estas tecnologías se mantenga en el largo plazo con tasas de dos dígitos. El camino para esto requiere una adopción significativa y despliegue rápido de las mismas (IEA, 2011a). Si se compara el ritmo de crecimiento de las tecnologías con las proyecciones del escenario energético a largo plazo y de mitigación del cambio climático de IEA (2011), se puede observar que cinco tecnologías cumplen con las proyecciones requeridas para alcanzar las metas del escenario, tres muestran progreso pero requieren de mayores esfuerzos y tres muestran brechas y deficiencias mayores respecto a las metas (tabla 1).

Tabla 1.
Crecimiento en fuentes de energía renovable respecto a escenarios meta

Tecnología	Tasa anual de crecimiento actual	Tasa anual de crecimiento requerida	Estado actual de producción a 2010	Estado meta de producción a 2020
Biocombustibles	18%	7%	2.54 EJ	5.04 EJ
Electricidad basada en biomasa	7%	4%	54 GW	82 GW
Hidroelectricidad	5%	2%	980 GW	1219 GW
Solar fotovoltaico	60%	19%	21 GW	126 GW
Eólica	27%	12%	195 GW	575 GW
Eficiencia energética en manufacturas	-1,3%	-0,6%	3,73 MJ	3,81 MJ
Geotérmica	4%	7%	11 GW	21 GW
Nuclear	3%	4%	430 GW	512 GW
Solar térmica para generación de electricidad	8%	50%	0,6 GW	42 GW
Generación eléctrica con captura y almacenamiento de carbono	ningún proyecto	3 GW por año	ningún proyecto	28 GW
Vehículos eléctricos		Duplicar las ventas cada año, empezando con 10 000 vehículos por año en 2011.		7 millones de ventas en 2020

Fuente: IEA 2011a. Verde significa que cumple con las proyecciones, amarillo que muestra progreso pero requiere de mayores progresos y rojo que tiene deficiencias respecto de las metas.

Las tecnologías de energía renovable se están volviendo competitivas respecto a aquellas tradicionales basadas en combustibles fósiles. Los precios de las renovables todavía son un poco más altos, pero cabe apuntar que los combustibles fósiles reciben varios subsidios a nivel mundial. En subsidios al consumo recibieron un total de USD 312 mil millones en 2009 lo cual supera los 57 mil millones en subsidios e incentivos que recibieron las energías renovables (IEA, 2011a). Además, el precio de los combustibles fósiles no incorpora las externalidades originadas por la emisión de GEI que producen. Adicionalmente, al contrario de las tecnologías de combustibles fósiles, las renovables no se encuentran comercialmente maduras.

La adopción de tecnologías renovables en la escala requerida para alcanzar las metas de mitigación del cambio climático requiere de compromisos públicos y privados concertados y el apoyo de políticas ambiciosas como (IEA, 2011a):

1) Aumentar la inversión pública en innovación a través de investigación y desarrollo de tecnologías de fuentes de energía renovable y proyectos de demostración.

2) Eliminar las barreras a la adopción de estas tecnologías.

3) Crear incentivos transparentes, predecibles y adaptativos.

4) Facilitar la integración de la energía producida a los sistemas de transmisión eléctricos.

5) Eliminar gradualmente los subsidios a combustibles fósiles, poner un impuesto (o precio) a las emisiones de GEI.

Otro elemento clave es crear un enfoque comprensivo para toda la población que comunique los beneficios ambientales, económicos y de seguridad energética de la inversión en energías limpias y renovables. Sería recomendable trabajar conjuntamente con el sector privado para identificar las tecnologías prioritarias y viables e implementar políticas que aceleren el desarrollo de las tecnologías de energía renovable. Se requiere identificar en qué paso de la cadena de desarrollo tecnológico se encuentra cada una de las tecnologías (tabla 2) (IEA, 2011a).

Según la madurez de la tecnología y su potencial, entonces, se debe enfocar el tipo de intervención y apoyo que necesita determinada opción. Ciertas tecnologías requerirán apoyo y financiamiento para continuar su investigación, otras requerirán políticas e incentivos para apoyar su difusión y consolidación comercial en el mercado. A nivel mundial, los países desarrollados y economías emergentes, ponen más esfuerzos (y tienen la capacidad para hacerlo) para desarrollar las fuentes renovables (IEA, 2011a).

Sin embargo, los países en desarrollo, entre ellos Ecuador, pueden beneficiarse de estos esfuerzos pioneros aprovechando las tecnologías a punto, las reducciones en costos alcanzadas y la experticia adquirida en el desarrollo de tecnologías (IEA, 2011a). El reto es no convertirse tan sólo en importadores y dependientes de los avances internacionales, sino identificar aquellas tecnologías que el país podría asimilar y estimularían la investigación y desarrollo a nivel nacional.

También se requiere identificar algunos limitantes de la expansión de determinadas tecnologías renovables. Por ejemplo, en el caso de la eólica la disponibilidad natural de vientos lo suficientemente fuertes, y la extensión y calidad del sistema de transmisión eléctrico puede limitar su despliegue y utilización a determinadas áreas. En el caso de los paneles solares fotovoltaicos, su aplicación también se encuentra limitada por la extensión y calidad del sistema de transmisión eléctrico, e inclusive por la disponibilidad de materiales para la fabricación de paneles (silicón). Además, energías como la geotérmica no han recibido suficiente atención ni inversión (Lior, 2010). Por estos motivos, es necesario considerar las limitantes y las mejores estrategias para superar dichas barreras.

Finalmente, puesto que las fuentes de energía renovable están empezando a jugar un rol protagónico en la transición energética es necesario considerar que si bien producen menores impactos ambientales (sobre todo en emisiones de GEI), éstas pueden tener otros impactos sociales o inclusive ambientales si no son adecuadamente planificadas para implementarse. Por ejemplo, las grandes represas hidroeléctricas pueden originar impactos sociales como desplazamiento de personas y actividades económicas, e inclusive emisiones de metano si el reservorio a inundar es grande e inunda extensiones de vegetación natural (UNEP, 2011). Otro ejemplo son los biocombustibles, que pueden producir fuertes impactos ecológicos y ambientales si su producción implica un uso del suelo no sostenible (e.g. conversión de bosques naturales a plantaciones de palma) (UNEP, 2011; Fargione et al., 2010).

Tabla 2.

Cadena de desarrollo tecnológico de las fuentes de energía renovable a 2010

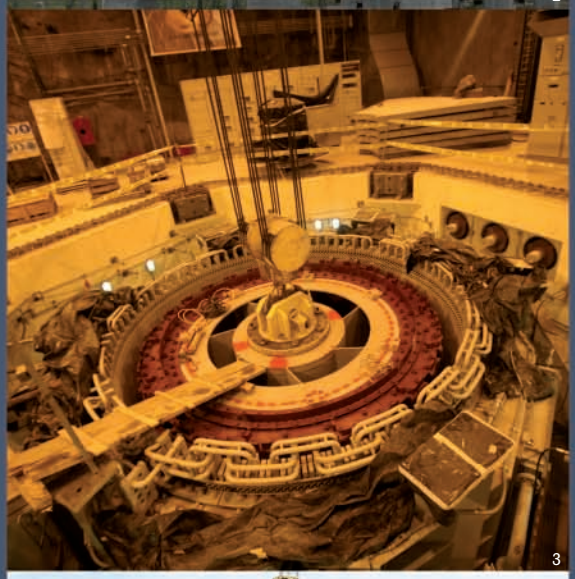
	Estados				
Energías renovables	Investigación y desarrollo	Demostración	Despliegue y utilización	Difusión	Comercialmente madura
Hidroelectricidad				Hidro en pequeña escala (*run of river*)	Reservorios de gran escala
Biomasa		Plantas eléctricas de escala grande	Biogas en escala pequeña	Termoeléctrica combinada con otros combustibles (e.g. carbón)	Bio etanol
Eólica		Turbinas flotantes	Turbinas de viento en el mar	Turbinas de viento en tierra	
Solar	Paneles fotovoltaicos orgánicos	Solar térmica para genera-ción eléctrica	Módulos solares fotovoltaicos	Paneles solares para calefacción (agua y vivienda)	
Geotérmica		Geotérmica fortalecida	Geotérmica para electricidad	Geotérmica para calefacción	
Energía de las olas		Todos los dispositivos e infraestructura para aprovechar esta energía			

Fuente: UNEP, 2011

Parte II
Panorámica de la matriz de la energía en el Ecuador

1

2


3

4

Parte II

Panorámica de la matriz de la energía en el Ecuador

4. Matriz energética del Ecuador: estructura y proyecciones

Entre 1970 y 2008

La demanda de energía primaria total de Ecuador creció en el 4,1%[13] anual entre 1970 y 2008[14]. Así, en cuarenta años, la demanda de energía se ha multiplicado por un factor de 4,7 pasando de 18,3 Mbep en 1970 a 86 Mbep en 2008. Si comparamos con América Latina y con el resto del mundo para el período 1980-2006, nuestro país tuvo un crecimiento de la demanda de energía de 2,74%; mayor al promedio mundial (1,6%) y al de la región (2%). Con la explotación petrolera el Ecuador empezó la modernización de su economía y un mayor crecimiento económico y, por ende, una creciente demanda de energía.

Si se analiza por décadas, la tasa de crecimiento mayor ocurrió en el período 1970-1980 siendo de 6,7%, periodo en el que empezó la modernización del país y el uso creciente de combustibles fósiles para transporte y cocción, favorecido por la política de subsidios a gasolina, diesel y gas. Entre 1980 y 1990 se registra el menor crecimiento de todas las décadas analizadas, 1,6%. Pero este crecimiento aumenta a 2,5% durante la década de 1990-2000; y en los últimos años (2000-2008) ha continuado a un ritmo mayor de 3,5% anual (gráfico 18) (OLADE, 2011).

Cabe mencionar que existen años en los que el crecimiento en la demanda de energía tuvo tasas negativas. Algunos de estos coinciden con impactos macro al país, como el fenómeno de El Niño de 1983 o la crisis económica de los bancos que desencadenó en la dolarización en 1999.

La estructura de la matriz ha variado pero, en general, las tres fuentes dominantes de energía en el país son: petróleo, hidroelectricidad y biomasa (gráfico 18). La modernización del país se ha manifestado en la estructura de su matriz energética. Mientras en 1970, el 44% de la matriz se basaba en el consumo tradicional de biomasa (carbón vegetal y leña, principalmente), en 2008 apenas el 6%. La energía que más ha incrementado su parte en la matriz es el petróleo, del 50% en 1970 al 81% en 2008. La hidroelectricidad también incrementó su participación, pero en mucho menor intensidad, del 1% en 1970 al 10% en 2008.

13 Tasa de crecimiento calculada con el método de crecimiento geométrico.

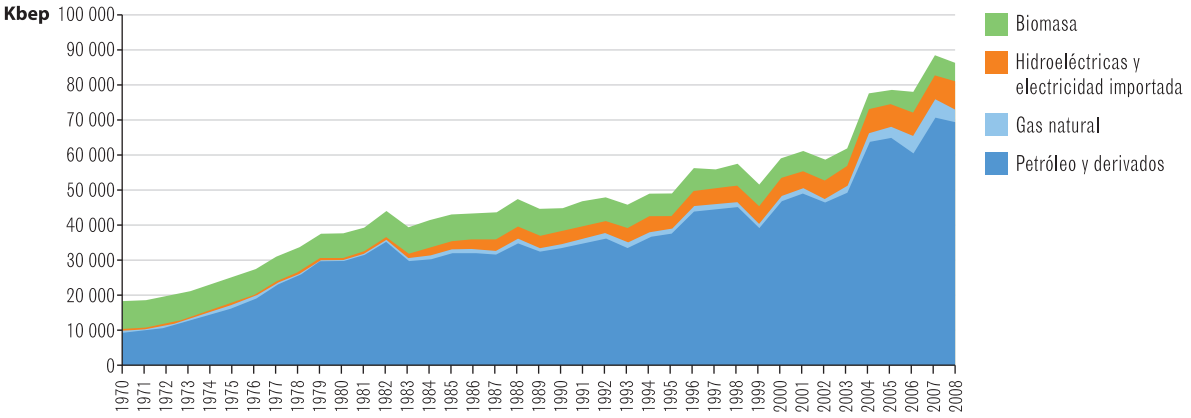
14 En la presente sección se analiza un período más amplio que aquellos del primer capítulo (1970-2008 vs. 1980-2006) por la necesidad de comprender la evolución de la matriz energética de Ecuador desde que empezó la explotación petrolera (década de 1970) y por la disponibilidad de datos.

La modernización de la matriz en las últimas cuatro décadas marcada por el incremento del consumo y la modernización de las fuentes de energía se puede explicar parcialmente por el incremento poblacional y por la tendencia a la urbanización. Dicha modernización, sin embargo, ha seguido el patrón promedio de la matriz energética mundial de dependencia de los combustible fósiles.

Históricamente, aparte de la hidroelectricidad y de la biomasa tradicional, las fuentes de energía renovable no han jugado ningún papel en el Ecuador. Pero esta tendencia ha empezado a cambiar con el desarrollo de proyectos puntuales, favorecidos por la difusión de tecnologías e incentivos internacionales como los mecanismos de desarrollo limpio.

Gráfico 18.

Demanda de energía primaria total de Ecuador por fuente



Fuente: OLADE, 2011. Elaboración: autor.

Respecto al consumo de energía por sectores en el país, el transporte es el que mayor cantidad demanda, después está el residencial y en tercer lugar la industria. Durante las cuatro décadas pasadas, la participación de estos sectores en la composición del consumo ha tenido cambios. Así, transporte es el de mayor crecimiento, pasando de ser en promedio el 33% de la matriz durante la década de 1970, a ser el 52% en la década del 2000. El sector residencial que fue el sector de mayor importancia en la matriz en la década de los 70 (43% en promedio) disminuyó al 20% en los años 2000. La industria se ha mantenido con una participación casi constante: de 16% en los años 70 llega a ser el 19% en los años 2000 (gráfico 19).

Interpretando estos datos puede afirmarse que, siguiendo la tendencia agregada mundial y en América Latina, el consumo de energía del transporte es el principal motor de la demanda de energía. El comercio, aumentó su participación entre las décadas de los años 70 y 80; del 1% al 5%, y se ha mantenido constante. Las actividades de agricultura, pesca y minería, decreció su participación del 4% en los 70 a casi nula los años 2000. La reducción del peso de las actividades primarias en la economía y en la energía, reflejado en estas cifras, como tendencia cambió entre 2006 y 2008.

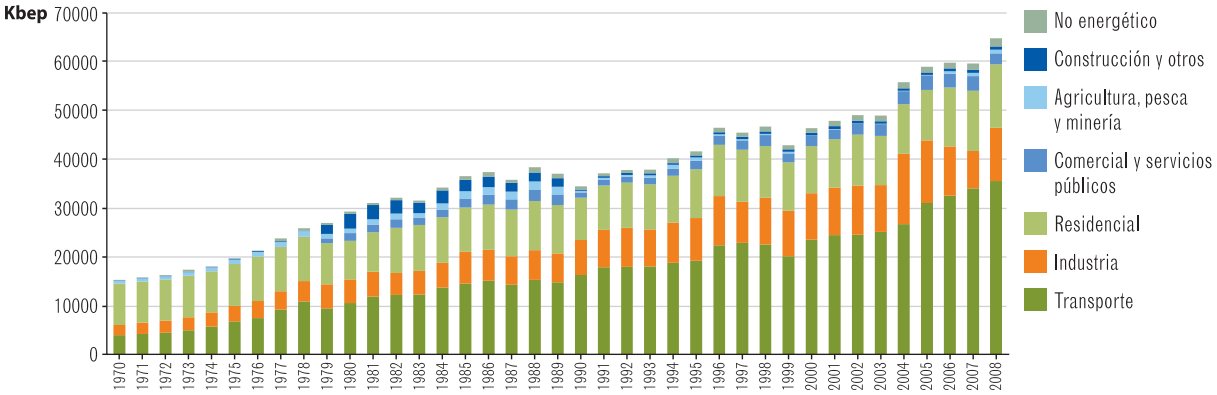
Tal como en la mayoría en países que se encuentran en fases tempranas de desarrollo productivo industrial, en el Ecuador de la década de los 70 el residencial era el sector de mayor consumo energético. La importancia de la demanda de energía de las industrias aumenta conforme los países tienden a moverse a economías emergentes industriales. Con el incremento el ingreso per cápita y el mayor desarrollo económico, la industria reduce su participación en el consumo de energía (Lescaroux, 2011). En Ecuador se observó ésta tendencia entre 1970 y 2008, así como la reducción de la porción residencial y el crecimiento sostenido de la parte del transporte en la matriz de consumo.

En el sector residencial la tendencia obedece a la sustitución de la biomasa (leña) por combustibles fósiles (kerosene y GLP). En términos energéticos, la sustitución de una energía con niveles muy bajos de eficiencia (leña, con alrededor del 5%) por energías de más alto rendimiento (kerosene, 30% y GLP, 40%) implica un volumen menor de energía final para la satisfacción de un mismo nivel de servicio (energía útil).

Durante las últimas cuatro décadas, el Ecuador sigue la tendencia de América latina, identificada por Lescaroux (2011), en la que el transporte es el sector que crece constantemente durante todas las etapas de desarrollo económico y niveles de ingreso per cápita su participación en la matriz energética. Si se analizan las tasas de crecimiento del consumo energético, los sectores que motivan el aumento son también las industrias, el residencial y el comercial en el Ecuador. Esta tendencia varía según la década, pues los años 70, 80 y 90, el sector residencial tenía bajas tasas de crecimiento, pero éstas se recuperan en la última década de 2000.

Gráfico 19.

Demanda de energía primaria total de Ecuador por sector



Fuente: OLADE, 2011. Elaboración: autor.

Ecuación petrolera: reservas-producción

La producción de petróleo de Ecuador ha tenido una tasa de crecimiento del 4,8%[15] desde 1972 hasta 2010, mayor al ritmo de incremento de la demanda de energía primaria del 3,9% entre 1970 y 2008 (gráfico 20) (Petroecuador, 2007; BCE, 2011). El país es exportador de energía en forma de crudo sin refinación. A pesar de la tendencia principal de la producción, existen diferencias entre distintos años pero sobre todo entre distintos periodos, por ejemplo, en 1987 con la ruptura de Sistema de Oleoducto Trans Ecuatoriano, SOTE, cayó la producción en el 40% y en 2004 con la incorporación del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) creció el 25,5%.

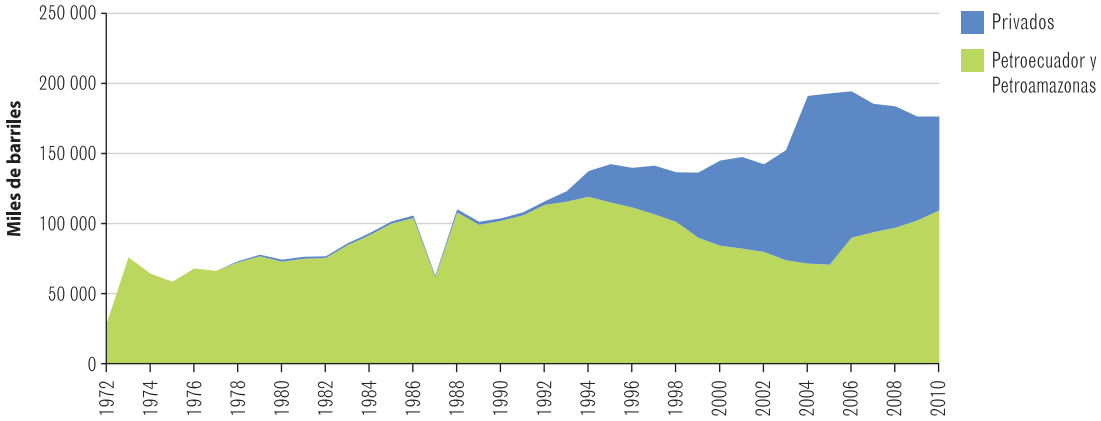
En el primer periodo de producción estatal mayoritaria a cargo de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) (desde 1972 hasta 1990), en promedio, el 99% de la producción de crudo en el país fue estatal y la producción creció a un ritmo del 7% anual (gráfico 20). Si se analiza las tasas de crecimiento por sector, la producción estatal creció ligeramente más que la producción privada y estas tasas de crecimiento son las mayores de todos los periodos comparados. Esto se debe a diversos factores, entre ellos que los campos estaban en su primera etapa de explotación y por ello generaban altas tasas de extracción.

En el período 1990-2006, en el cual se crea la empresa estatal Petroecuador (sobre la base de lo que fue la CEPE), la producción de empresas privadas jugó un rol creciente y representó en promedio

15 Tasa de crecimiento calculada con el método de crecimiento geométrico.

Gráfico 20.

Producción nacional de petróleo crudo

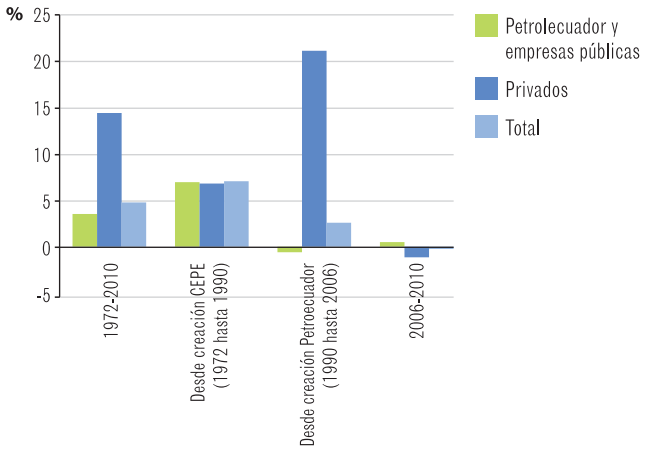


Fuente: Petroecuador, 2007; BCE, 2011. Elaboración: autor.

el 32% de la producción total de crudo. En este periodo, la tasa de crecimiento de la producción es del 2,5% anual, pero se empieza a notar una diferencia marcada entre el crecimiento de la producción estatal y el de las empresas privadas. Así, mientras la producción privada creció 21% por año, la producción estatal decreció 0,6% por año. Esto significó en total un deterioro de la producción (MEM, 2007).

Gráfico 21.

Crecimiento de la producción de petróleo por períodos



Fuente: Petroecuador, 2007; BCE, 2011. Elaboración: autor.
Nota: La tasa de crecimiento de los privados corresponde al período 1978-2010, desde este año empezaron a extraer crudo en Ecuador.

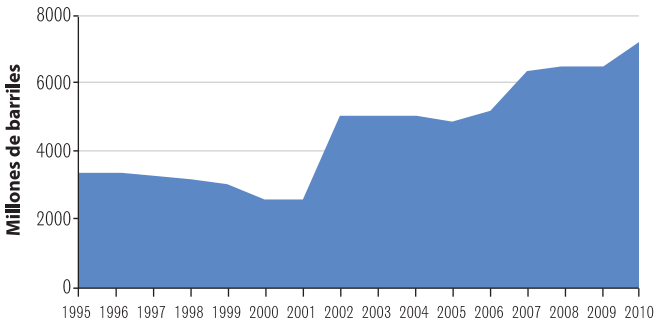
Entre los factores que influyeron en este resultado constan la escasa o nula inversión en procesos y tecnologías que permitan atenuar la declinación física de los campos y aumentar la eficiencia y tasas de recuperación de crudo, con técnicas de recuperación secundaria y terciaria de petróleo, entre otras. Otro factor por el cual ocurrió este deterioro fue la estructura institucional del sector energético, del sector fiscal y de Petroecuador que no permitieron movilizar la inversión necesaria para mantener la tasa extractiva de crudo. Esto dado que la empresa estatal financió el déficit del sector público y cargó con el costo creciente de la importación de derivados de petróleo que se venden a precios subsidiados en el mercado local (MEM, 2007).

En los últimos cinco años, 2006-2010, los bloques petroleros grandes explotados antes por compañías privadas pasaron a ser manejados por las empresas estatales Petroecuador y Petroamazonas. En este período, la tasa de crecimiento de producción de petróleo en el país fue negativa, del -0,2%. Esto se observa en la producción diaria que bajó de 535 mil barriles en 2006 a 486 mil barriles en 2010.

Esta situación condujo a que, por primera vez, la producción de petróleo tanto de las empresas públicas como de las privadas empiece a decaer, a pesar de que las reservas probadas desde 1995 han crecido (gráfico 22). Mantilla (2009) afirma que en Ecuador el pico petrolero ocurrió en la década del 2000 en la que la tendencia en la producción de crudo ha decrecido (gráfico 23). Este descenso no amenaza en el corto plazo el consumo interno, pues el país consume cerca de la tercera parte de su producción. Sin embargo, los ingresos fiscales y el panorama macroeconómico se pueden complicar cuando el volumen del principal producto de exportación se reduzca (Mantilla 2009).

Gráfico 22.

Reservas probadas de petróleo Ecuador



Fuente: OPEC, 2011. Elaboración: autor.

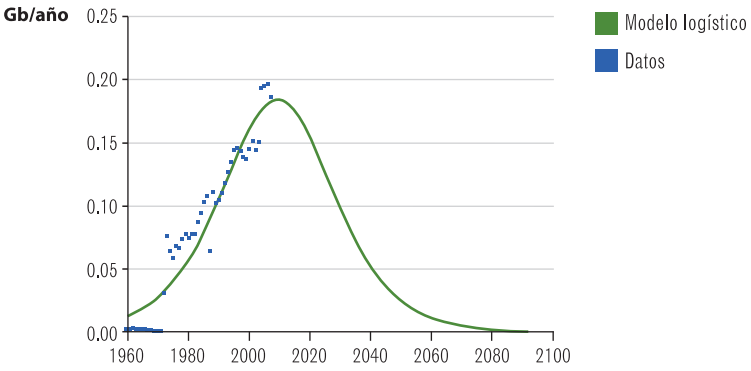
En años recientes, la política petrolera del Estado ha puesto la mira en la explotación de los petróleos pesados de los campos Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT) así como en la ampliación de la frontera petrolera hacia la zona centro y sur de la región amazónica (MEM, 2007). Sin embargo, no se ha planteado el aumento de la eficiencia y elevación de las tasas de recuperación vía nuevas tecnologías, que permitan la recuperación secundaria y terciaria de petróleo en campos ya existentes para mantener la producción de crudo en niveles similares a los de 2006 (MEM, 2007).

En la Agenda Energética (MEM, 2007) se considera que la intensificación de la producción en los campos ya existentes generaría suficientes recursos para mantener los niveles de explotación y obtener los ingresos requeridos para el financiamiento de programas de orden social y productivo, sin tener que recurrir a la ampliación de la frontera petrolera. Dicha propuesta requiere de un serio análisis y planteamiento en la formulación de la política energética y petrolera de Ecuador.

La cantidad de producción y reservas totales, es decir de crudo explotado y por explotar, en Ecuador es de 9000 millones de barriles (9 Gb), considerando tan sólo la explotación de petróleo convencional. La cantidad ya extraída es 4 Gb, cerca de la mitad del total de reservas (Laherrère 2008). El ritmo futuro del declive de la producción dependerá de la explotación del complejo ITT. Puesto que el consumo de energía y la población misma tienden a crecer mientras la producción nacional decrece, el pico petrolero significa que en un momento se requerirá importar crudo (Laherrère, 2008).

Gráfico 23.

Producción anual de petróleo en Ecuador y línea de tendencia a futuro



Fuente: Mantilla, 2009.

Acorde a Laherrère (2008), el creciente consumo interno de crudo en Ecuador rebasará a la decreciente producción de petróleo alrededor de 2030. Con este panora-

ma, la estrategia estatal de cambio de matriz energética a base de petróleo con valor agregado (refinería del Pacífico) se convierte en válida a mediano plazo. Dado que con la refinería se dejaría de vender crudo y de importar costosos derivados para uso interno, el Ecuador se convertiría en un país exportador de derivados (MEM, 2007). Pero en el largo plazo, dicha estrategia tan sólo profundiza la dependencia de una fuente energética, petróleo, y no se complementa con opciones energéticas sostenibles para afrontar el fin de la era petrolera en el país. Otras fuentes muestran que la relación reservas-producción a 2010 para Ecuador es de alrededor de 40 años, similar a la relación mundial de 45 años, mayor a la de Colombia (5 años) y Perú (21 años), aunque por debajo de la de Venezuela (333 años) (OPEC, 2011).

Esto es crítico si se considera que el mayor consumidor de energía (y el que más incrementa la demanda) es el transporte. En este predomina el uso de derivados del petróleo y las tecnologías alternativas para reducir su uso no han sido desarrolladas a un ritmo alentador (IEA, 2011a) (tabla 1), ni en los países desarrollados de donde todavía provienen las tecnologías en condiciones comerciales a altos precios.

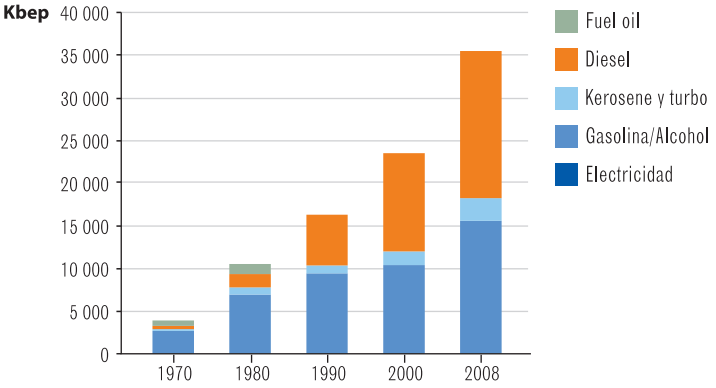
Transporte como sector principal de la matriz energética ecuatoriana

Como se analizó en secciones anteriores, el transporte es el principal sector de la matriz energética ecuatoriana, representando en 2008 más de la mitad del consumo de energía (55%). Esta tendencia es muy particular, pues si bien transporte es el primer sector en todos los países de la región andina (exceptuando Venezuela), su participación y tasa de crecimiento son más elevadas en Ecuador.

Esto se debe, en parte, a los subsidios de derivados de petróleo. El crecimiento anual promedio de la demanda de energía del transporte para el período 1970-2008 es del 5,8% mayor al crecimiento total de la demanda de energía primaria del país para el mismo período (4,1%). La evolución del consumo de combustibles por el transporte muestra una concentración en dos fuentes: gasolinas y diesel. El fueloil, de menor grado de refinación, prácticamente desapareció en la década de los 90 del transporte en Ecuador. La electricidad muestra aportes marginales hasta el presente, quizás el mayor de ellos con el sistema del trolebús en Quito.

Gráfico 24.

Consumo de energía en el transporte por tipo de combustible



Fuente: OLADE, 2011.

Hasta el presente, el uso de gas natural y el gas licuado de petróleo (GLP) ha sido inexistente en el sector de manera formal y en una cantidad de consumo significativa. A diferencia de otros países andinos como Perú, donde existe un importante consumo de gas natural y GLP para abastecer la demanda de energía del transporte urbano de Lima, Ecuador ni siquiera ha logrado utilizar en mayor cantidad el gas natural.

Los subsidios a derivados, y otros factores que han fomentado la expansión del parque automotor, han alimentado el creciente consumo de gasolinas y diesel para transporte. Esto se traduce en el incremento del presupuesto estatal destinado a financiar los bajos precios de la energía. De esta

manera, de USD 275 millones gastados para cubrir la brecha entre el costo de importación y el costo de venta interna de los derivados en 2004, esto ha crecido diez veces para 2011; USD 2017 millones. La mitad de este financiamiento se va en el subsidio a diesel (USD 1093 millones) aun cuando la cantidad energética aportada por la gasolina a la matriz sea similar, el subsidio gastado en esta es menor (USD 524 millones) (BCE, 2011).

Ante esto, desde años anteriores están en marcha algunas iniciativas estatales para incorporar dispositivos para utilizar el GLP en los taxis en Guayaquil. Por las características del GLP y de su combustión, esta iniciativa se la puede llevar a cabo sobre todo en ciudades de la Costa, en la Sierra la alternativa es menos eficiente por la menor cantidad de oxígeno debido a la altura. Explotar las reservas de gas natural en el Golfo de Guayaquil tiene la finalidad de diversificar los combustibles en el transporte y utilizarlo también en generación eléctrica.

Tanto el gas natural como el GLP tienen menor contenido de carbono que las gasolinas y el diésel, y también menor cantidad de impurezas. Esto se traduce en menores emisiones de GEI y de contaminantes primarios, menos afectaciones a la calidad del aire y probabilidades de enfermedades respiratorias.

Otra iniciativa recientemente anunciada es la identificación de 400 000 hectáreas aptas para sembrar biocombustibles a base de caña de azúcar para la producción de etanol y palma africana para biodiesel. Se comprende como áreas aptas las que no presionan ecosistemas naturales ni compiten con terreno para sembrar otros cultivos alimenticios. Por ello, se emprenderá un programa piloto en Guayaquil y se darán incentivos a ingenios azucareros para que produzcan biocombustibles (Hoy, 2011). Además están en trámite la Ley de Biocombustibles y decretos reglamentarios en la Asamblea Nacional, con la finalidad de crear un marco legal y de incentivos y producción.

Los esfuerzos descritos denotan que la planificación y propuestas de diversificación de energías para transporte están tomando mayor fuerza en Ecuador. Sin embargo, hasta 2011 no existe un documento específico que planifique este sector de la matriz, como sí existe en electricidad con el Plan Maestro de Electrificación. Eso es crítico si se considera que el sector de mayor consumo de energía y de mayor crecimiento es transporte. Tampoco existen proyecciones sobre la demanda y requerimientos de energía para transporte, y sobre cómo las iniciativas de gas natural y de biocombustibles en el corto, mediano y largo plazo transformarían la matriz energética del sector.

Matriz eléctrica del Ecuador

La generación de electricidad

Aún cuando en la matriz energética total, la hidroenergía represente sólo un 6% en promedio durante el período 1970-2008, su importancia en la matriz eléctrica es muchísimo más acentuada. Al igual que la tendencia en América Latina, Ecuador es uno de los países que más depende de la hidroelectricidad en su matriz eléctrica. El primer gran aprovechamiento hidroeléctrico en el país se da con la construcción de la central hidroeléctrica Paute en 1976, que hasta el presente constituye la más grande en Ecuador. La central en operación se denomina Molino y se compone de dos fases (A-B y C).

La fase A-B se construyó entre 1976 y 1983 aportando una potencia de 500 MW. Por esto, en 1983 y 1984, la participación de la hidroelectricidad en la matriz energética del país crece de ser el 1% en años previos a fluctuar entre el 6 y el 7% (gráfico 15). La fase C se construyó entre 1985 y 1992 aportando 575 MW y constituyendo los 1075 MW actuales de Paute Molino (ESINGECO 2000). Por esto, a partir de 1993 se vio un crecimiento en el aporte de la hidroenergía del 7% al 9% (gráfico 15). También, durante estos años se incorporó la central hidroeléctrica Agoyán con 156 MW, construida entre 1982 y 1987 (ASTEC, 2011).

Durante el período de 1990 a 2008[16], en promedio, el 62,6% de la electricidad se generó a base de fuentes hidroeléctricas. El restante 34,6% provino de fuentes térmicas y el 2,8% de la interconexión con Colombia y Perú (gráfico 17). La evolución de la matriz eléctrica en las últimas dos décadas muestra que la importancia de la hidroelectricidad decrece mientras la energía de centrales termoeléctricas, generada con combustibles fósiles y en poca cantidad con biomasa, aumenta. Junto a la importación de electricidad de los dos países, las termoeléctricas han empezado a soportar el crecimiento de la demanda de electricidad en Ecuador.

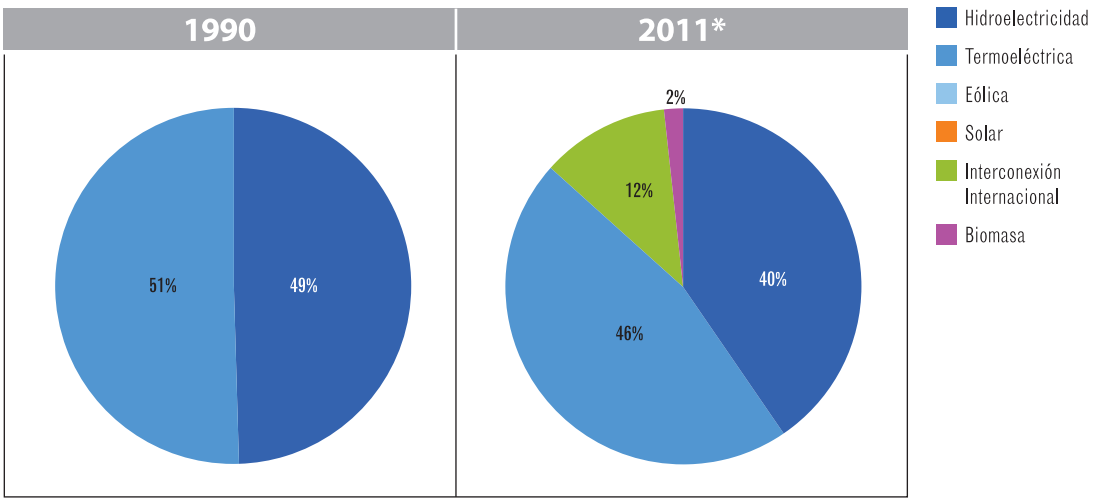
Mientras en 1991, el 73% de la electricidad provenía de fuentes hidroeléctricas y el 27% de termoeléctricas sin necesidad de interconexión, para 2008, el 59% provino de fuentes hidro, el 38% de termo y el 3% de la interconexión. En años como el 2005 y el 2006, el aporte de la hidroelectricidad cayó a menos de 50% y las termoeléctricas aportaron 43% y 47%, mientras que la interconexión aportó 11% y 9%, respectivamente. Es decir, la caída en la generación de electricidad a base de esta energía renovable ha ocasionado que se incurra en una generación ambientalmente más dañina (en especial por la emisión de GEI pero también de otros contaminantes locales como óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y material particulado) y económicamente más costosa. La generación termoeléctrica y la importación resultan más costosas que la generación local de hidroelectricidad.

Otras fuentes de energía renovable, todavía mínimas en su aporte a la matriz, aparecieron en 2005 con la instalación de paneles solares fotovoltaicos, en especial con proyectos internacionales de apoyo al desarrollo en localidades remotas, y la instalación de turbinas eólicas en San Cristóbal, Galápagos. Sin embargo, el actual aporte de estas fuentes de energía renovable a la matriz apenas alcanza 0,014% en energía eólica y 0,0002% en energía solar (Conelec, 2010).

Cabe mencionar que existe generación termoeléctrica basada en la combustión de biomasa renovable. Uno de los proyectos más emblemáticos es de cogeneración con bagazo (residuo de las plantaciones de caña) promovido y financiado con el MDL por la empresa azucarera San Carlos. Este proyecto tiene una potencia de 28 MW y puede generar 64,8 GWh/año (Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A., 2005). Sin embargo, el aporte de esta energía renovable a la matriz eléctrica es apenas del 1,7% a 2011. Las fuentes de energía renovable todavía no tienen un aporte significativo a la matriz eléctrica.

Gráfico 25.

Capacidad instalada en Ecuador por tipo de fuente



Fuente: Conelec, 2010. Elaboración: autor.
*El año 2011 está actualizado a agosto de 2011

16 Período del cual se dispone de datos homogéneos.

Otro aspecto esencial al analizar la matriz eléctrica es la capacidad total (potencia) en el sistema, es decir, la capacidad máxima de generación que se requiere para abastecer la demanda. En Ecuador, a 2011, la capacidad de generación de electricidad es de 5470 MW, incluyendo el aporte de la interconexión (Conelec, 2010). Cabe comparar entre 1990 y 2011, para ver la tendencia decreciente de la hidroelectricidad en la capacidad total del sistema.

Esto se debe a una falta de inversión y planificación en la matriz eléctrica del país. Durante el período 1997-2005, tan sólo una nueva central hidroeléctrica fue añadida al sistema nacional. Esta es la Marcel Laniado, ubicada en el régimen hidrológico occidental, la vertiente pacífica, con una potencia de 213 MW. En el mismo período, dos turbinas a gas de 102 MW y 130 MW fueron añadidas al sistema y una planta termoeléctrica de 150 MW. Durante 2006, hidroeléctricas medianas como Abanico (15 MW), Sibimbe (16 MW), Calope (15 MW) y La Esperanza (7 MW) se incorporaron al sistema, pero una capacidad mayor proveniente de plantas termoeléctricas también se agregó: Lafarge Cementos (13 MW), Generoca (34 MW), y Termoguayas (150 MW). En 2007, una hidroeléctrica grande se unió, San Francisco, aguas abajo de Agoyán, con una potencia de 230 MW. En este año también se añadieron en Galápagos, una central eólica pequeña en isla San Cristóbal (2,4 MW) y una solar pequeña en isla Floreana (0,02 MW) (Conelec, 2007).

En los siguientes años se han incorporado algunas hidroeléctricas pequeñas, y ante la emergencia eléctrica por el estiaje de Paute durante los últimos meses de 2009, se compraron algunas turbinas termoeléctricas para poder compensar la falta de generación de la hidroeléctrica. En 2011, se unió al sistema nacional la hidroeléctrica y reservorio Mazar, la cual tiene una capacidad de generación de 160 MW, pero cuyo aporte fundamental es regular aguas arriba de Paute el caudal para la generación en la planta principal Paute Molino (1075 MW). Con esto, Mazar puede almacenar agua para la época seca de Paute y aprovechar mejor la capacidad de generación de esta hidroeléctrica (Conelec, 2007). En resumen, de 1990 a 2011, la capacidad nacional de generación del sistema eléctrico creció el 159% mientras que la demanda creció en el 202% (Conelec, 2010; 2011). Por ello, la brecha ha sido cubierta con importaciones de electricidad desde Colombia y, de forma marginal, desde Perú (Conelec, 2010).

Otra característica de la vulnerabilidad de la matriz eléctrica en el lado de la generación es su alta dependencia de apenas cinco centrales hidroeléctricas. En 2007, el 86% de la electricidad generada a base de hidroenergía provino de estas cinco plantas mayores de Ecuador: Paute-Molino (1,075 MW), San Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW). De estas, todas menos la Marcel Laniado utilizan aguas de ríos de la cordillera oriental o vertiente amazónica. El inconveniente con ello es que tienen un régimen hidrológico similar. Es decir la época lluviosa coincide en los mismos meses para las cuatro plantas restantes. A esto se añade, que tan sólo Paute, y recién desde 2011, posee un reservorio (Mazar) lo suficientemente grande para regular los caudales y almacenar agua de la época lluviosa para la época seca (Conelec, 2007).

La dificultad radica en que la época lluviosa las ubicadas en la vertiente amazónica se extiende de abril a julio. Pero los meses de mayor demanda de energía eléctrica en Ecuador son de octubre a diciembre. Por ello, durante estos meses, las plantas hidroeléctricas de la cordillera oriental no tienen suficiente caudal para aprovechar todo su potencial. Esto ha originado apagones y falta de suministro eléctrico en años como 2009 (Conelec, 2007; 2010). La propuesta estatal de cambiar la matriz eléctrica incluye la construcción de más centrales hidroeléctricas en la cordillera occidental, algunas ya contratadas, con la finalidad de diversificar opciones y tener otro régimen hidrológico que permita tener las plantas operando a capacidad suficiente durante los meses de mayor demanda.

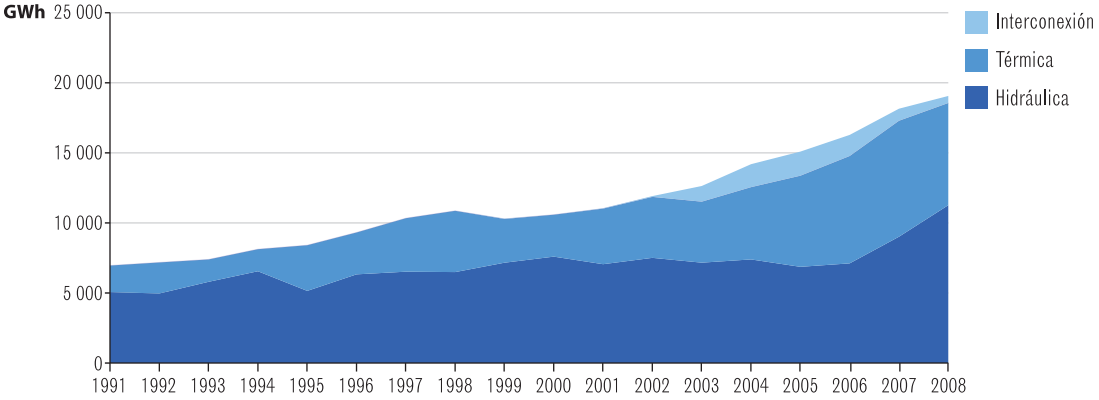
La demanda de electricidad

Durante el período de 1990 a 2008, la electricidad total demandada en Ecuador tuvo un crecimiento promedio del 6%, el cual resulta mayor que el crecimiento promedio del total de energía demandada por el país en este período: 3,1%. Esta tasa de crecimiento es mayor en la primera década del año 2000 (8%) respecto de la década anterior de 1990 (5%). La fuente con mayor tasa de crecimiento es la electricidad de base térmica (12% en promedio para el lapso 1990-2008). También la interconexión muestra una importancia creciente en la última década. A partir de 1999 se empieza importando cerca de 24 GWh de energía, valor que creció a 500 GWh en 2008 (Conelec, 2010). Estos datos reafirman la tendencia en Ecuador de una matriz eléctrica cada vez más dependiente de combustibles fósiles y de la compra de electricidad a otros países.

Respecto a la demanda de electricidad por sectores en el período 1990-2008, el que mayor demanda presenta es el residencial con el 39%, después está la industria con el 26%, el comercio con el 18% y el alumbrado público con el 7%. Las tasas de crecimiento de la demanda de electricidad son las más altas para el comercio (7% para 1990-2008), después está el residencial con el 5%, el alumbrado público con el 6% y la industria con el 3% (Conelec, 2010). Esto nos muestra que el crecimiento en el consumo está principalmente marcada por el residencial y comercial. De hecho estos sectores son aquellos que determinan las horas pico de consumo de electricidad y de demanda de potencia (Conelec, 2007).

Gráfico 26.

Electricidad demandada en Ecuador por fuente

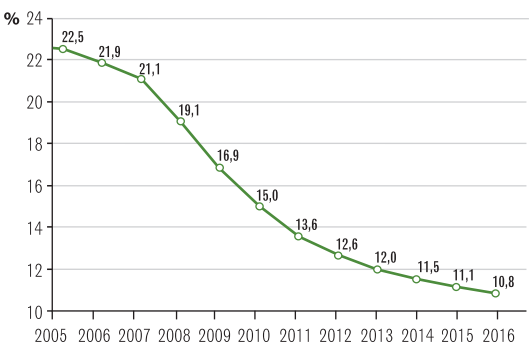


Fuente: Conelec, 2010. Elaboración: autor.

El nivel de pérdidas técnicas y las llamadas pérdidas negras, energía eléctrica despachada y no facturada (robo de energía), alcanza niveles demasiado altos en el país. Durante el período 1990-2008, las pérdidas de energía alcanzó un promedio del 20% del total disponible en el sistema nacional (Conelec, 2010). Estos niveles tan altos responden a la ineficiencia en la gestión y operación de los centros de transformación y distribución. Las pérdidas equivalen al aporte de una gran hidroeléctrica como San Francisco con 250 MW (MEM, 2007).

Gráfico 27.

Proyección de las pérdidas de energía en distribución



Fuente: Conelec, 2007.

En el Plan Maestro de Electrificación se propone que éstas se reduzcan a la mitad (alrededor del 10%) en la presente década y los resultados han evolucionado hacia esto ya que hasta julio del 2011, las pérdidas fueron del 15,2% (Conelec, 2011) (gráfico 27).

Hacia un cambio de la matriz eléctrica

Ante los problemas de la matriz energética y eléctrica en Ecuador, por su dependencia de pocas fuentes, el incremento de uso de combustibles fósiles y los crecientes costos económicos y ambientales por falta de planificación, el gobierno ha propuesto el cambio de la matriz energética. Y lo ha hecho como una de las estrategias del Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV), concretamente, la 6.7 para el periodo 2009-2013 (Senplades, 2009).

La matriz energética muestra la dinámica de Ecuador como país exportador de productos primarios con bajo valor agregado e importador de productos de valor agregado: derivados de petróleo y en los últimos años electricidad de Colombia y Perú. Por ello, dentro de la estrategia del PNBV se propone:

1) Incrementar la participación de las fuentes de energía renovable, empezando por proyectos hidroeléctricos ya planificados y que se deben ejecutar sin retrasos.
2) Impulsar proyectos para la utilización de otras energías como geotermia, biomasa, eólica y solar.
3) Construir la refinería del Pacífico para reducir las importaciones y exportar derivados de petróleo.
4) Incrementar la eficiencia en el transporte.
5) Reducir las pérdidas técnicas en los procesos de transformación de energía (e.g. centrales productoras de electricidad).
6) Promover programas de eficiencia energética y ahorro en los sectores industrial y residencial.

En el objetivo cuatro del PNBV, que se refiere a garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable, se encuentra la meta 4.3.3 que consiste en alcanzar el 6% de aporte de las energías alternativas, diferentes de la hidroelectricidad, al total de la capacidad instalada eléctrica al 2013 (Senplades, 2009).

La formulación de Senplades (2009) menciona que el período 2009-2013 es de vital importancia para la planificación, estudios, análisis de factibilidad y definición del financiamiento de los grandes proyectos requeridos para reorientar la matriz energética hacia una eficaz, eficiente y sustentable.

Los principios en los que se debe sustentar un cambio de la matriz energética en Ecuador son (MEM, 2007):

1) Un sistema viable que siente las condiciones para una transición adecuada hacia una economía post-petrolera.
2) Una visión integral de la energía, entender la problemática del sector no solo reducida a aspectos técnicos sino su evolución en conjunto con la economía y la sociedad que son los que determinan sus patrones de uso.
3) La energía como mecanismo de equidad social.
4) La integración de la estrategia energética con el desarrollo nacional.

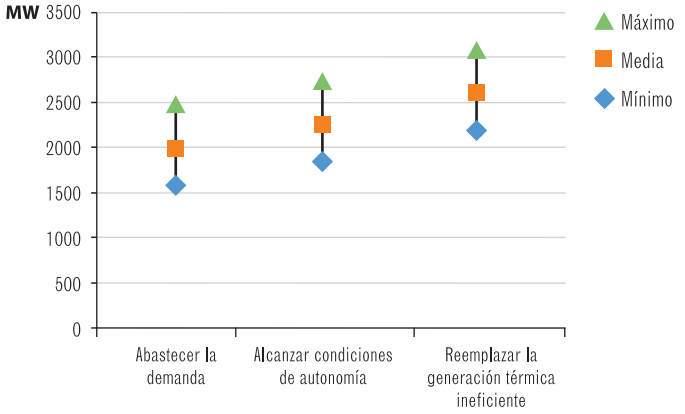
5) La asequibilidad, seguridad y sostenibilidad de las fuentes de energía.

6) La soberanía e integración energética.

Desde la perspectiva de la matriz eléctrica existen diversos escenarios de futuros requerimientos en potencia de generación para el período 2007-2016. Entre éstos se puede mencionar el escenario menos ambicioso que consiste en cubrir la demanda con interconexión de electricidad y con generación térmica ineficiente. Para este escenario se requiere entre 1589 a 2478 MW para el período 2007-2016. El segundo escenario propone alcanzar condiciones de autonomía, es decir independencia de la interconexión de electricidad con otros países, para lo cual se estipula una demanda entre 1839 y 2728 MW. Finalmente, en el escenario más ambicioso, donde no se dependa ni de la interconexión ni de la generación térmica ineficiente, la proyección está entre 2189 y 3078 MW (Conelec, 2007).

Gráfico 28.

Escenarios de requerimientos de potencia de generación eléctrica 2007-2016



Fuente: Conelec, 2007. Elaboración: autor.

Con la finalidad de cubrir la futura demanda de electricidad, el Plan Maestro del Conelec (2009) propone algunos proyectos nuevos, basados en diversas fuentes de energías. De ejecutarse estos proyectos puede contribuirse hasta con 4652 MW de potencia basada, principalmente, en nuevas centrales hidroeléctricas y termoeléctricas para un escenario de crecimiento menor de la demanda eléctrica hasta 2020. El 86% de la expansión planificada de centrales eléctricas tendrá como base fuentes hidroeléctricas (Conelec, 2009). Esto se debe al gran potencial disponible en el Ecuador este tipo de energía pero también a que es una de las energías más desarrolladas comercialmente y con mayor cantidad de estudios y tecnología madura en el país (gráficos 19 y 20).

De la nueva expansión, la tercera parte (32%) se centrará en una sola central hidroeléctrica, Coca Codo Sinclair (1500 MW). Esto proyecta a la futura matriz energética con una continua dependencia en la generación hidroeléctrica. Esta dependencia se concentra en pocas centrales hidroeléctricas grandes, la mayoría en el régimen hidrológico amazónico (Sopladora 487 MW, Cardenillo 400 MW). Las centrales hidroeléctricas asentadas en el régimen hidrológico amazónico ofrecerán el 68% de la potencia planificada de expansión hidroeléctrica en el PME. El restante 32% se encuentra en la vertiente pacífica.

El desfase entre la oferta de energía en la época lluviosa (abril a julio) de las plantas ubicadas en la vertiente amazónica respecto a los meses de mayor demanda (octubre a diciembre) hace que la expansión de la generación eléctrica propuesta en el PME sea vulnerable a desabastecimientos. Por ello se requiere pensar en opciones para modificar esta tendencia, que mantendría la actual vulnerabilidad de la matriz eléctrica de Ecuador frente a los estiajes (e.g. el del año 2009 en Paute).

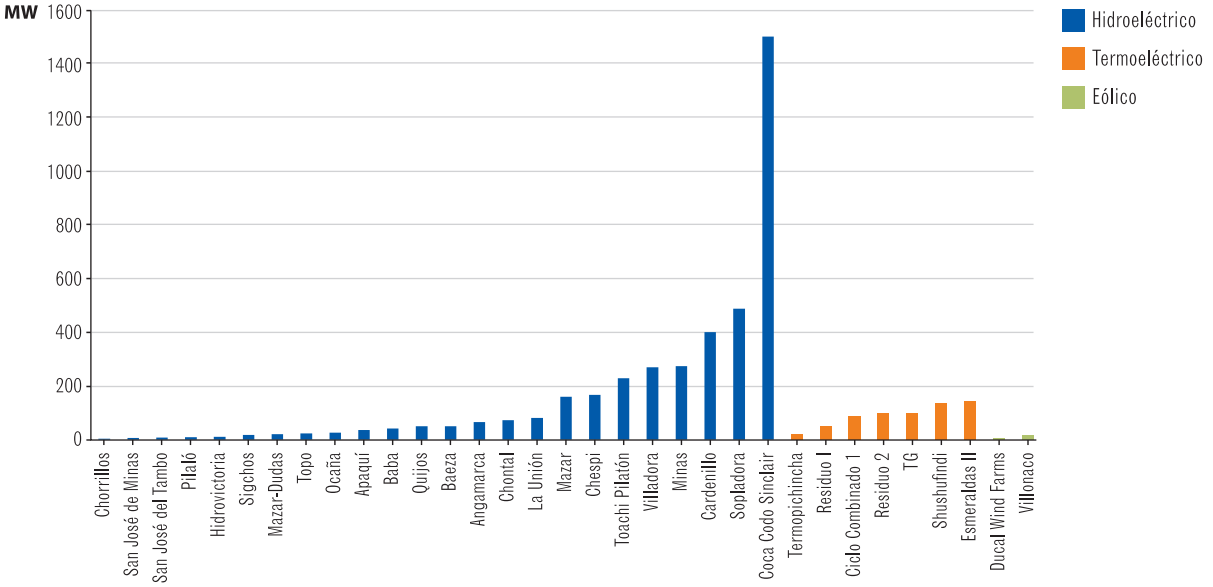
La expansión de nuevas termoeléctricas eficientes[17] está programada para alcanzar el 14% del total; mientras que las nuevas fuentes de energía renovable, por el momento sólo energía eólica, se prevé

17 Catalogadas como eficientes por ser generación termoeléctrica con equipos nuevos cuya eficiencia es superior a equipos termoeléctricos antiguos del parque de generación en Ecuador.

que aporten menos del 1% de la expansión programada en la generación (gráfico 29). Esto ratifica que la planificación a mediano plazo de la matriz eléctrica del país profundiza su dependencia de la hidroelectricidad y de grandes centrales. En último plano están los combustibles fósiles como un aporte confiable a la matriz, pero las fuentes de energía renovable no tienen horizontes ambiciosos de desarrollo en dicha planificación.

Gráfico 29.

Proyectos programados para expandir la generación de energía eléctrica en Ecuador entre 2009-2020



Fuente: OLADE, 2011. Elaboración: autor.

Con las proyecciones señaladas será difícil alcanzar la mencionada meta 4.3.3 del PNBV. De hecho, en el total de la matriz eléctrica proyectada a 2020, las fuentes de energía renovable como eólica, solar y biomasa apenas alcanzan 1% del total de la capacidad instalada. Con la planificación del PME, la hidroelectricidad se convertiría en la principal fuente de energía y el de mayor capacidad instalada. La segunda fuente, decreciendo en participación respecto a la matriz actual, sería la termoeléctrica (gráfico 29).

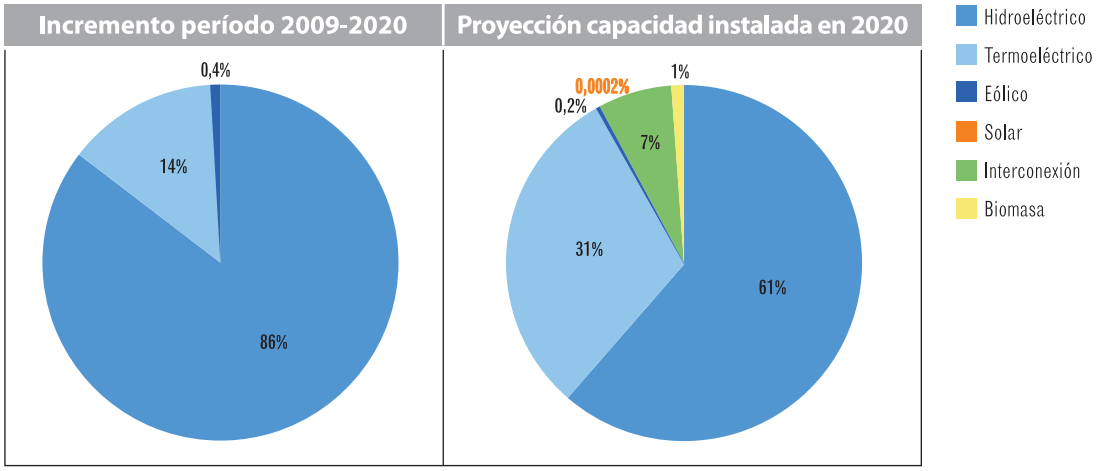
Ante la actual de vulnerabilidad del abastecimiento de electricidad ecuatoriano, en el PME se considera a la generación termoeléctrica como la opción más factible para incorporar energía en el corto plazo. La incorporación de nuevas centrales térmicas debe reunir condiciones mínimas de eficiencia (Conelec, 2007).

En dicho plan, la generación termoeléctrica es esencial no sólo en el corto, sino también en el largo plazo. La hidroeléctrica depende de los regímenes hidrológicos que pueden variar produciéndose estiajes, por lo cual las generadoras termoeléctricas se convierten en un respaldo para complementar períodos de baja producción de las hidroeléctricas. Una vez pasada la primera etapa de expansión de la generación a base de termoeléctricas, se recomienda tan sólo cumplir en el cronograma de instalación de los proyectos hidroeléctricos grandes en el país (Conelec, 2007).

Los retrasos en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos al denominado sistema nacional interconectado, en especial los proyectos mayores como el Coca Codo Sinclair, pueden traer complicaciones respecto al abastecimiento planificado en el PME y profundizar la dependencia de la generación termoeléctrica y de la compra de energía a Colombia y Perú (Conelec, 2007). Tanto la

Gráfico 30.

Planificación de incrementos en la capacidad instalada de la matriz eléctrica



Fuente: Conelec 2009 y 2010. Elaboración: autor.

conclusión del proyecto Mazar como el inicio de la construcción de Coca Codo Sinclair han sufrido retrasos, por lo cual no se podrá cumplir las metas del cronograma.

El PME reconoce el aporte que debería dar la energía geotérmica en el largo plazo. Para esto se recomienda profundizar las investigaciones en campo y perforaciones con la finalidad de evaluar el potencial y factibilidad de dichos proyectos. La falta de conocimiento preciso sobre el potencial de proyectos geotérmicos específicos, está entre las causas, para que esta fuente de energía no conste en la programación del PME para expandir la generación eléctrica. Cabe apuntar que los grandes proyectos hidroeléctricos en el PME se contemplan con participación directa del Estado. Mientras que, se deja abierta la posibilidad de que capitales privados lleven a cabo la ejecución de proyectos medianos y pequeños (Conelec, 2007).

Además, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) ha identificado y comenzado a implementar medidas de eficiencia energética tales como la masificación del uso de focos ahorradores y otras tecnologías. Este punto es importante, sin embargo, puesto que estas medidas suelen introducir efectos rebote que reducen sus resultados y el ahorro energético real puede disminuir conforme el consumo eléctrico crece. Lo anterior puede ser aún más tangible si existen subsidios y precios que no incentivan un uso eficiente de la energía.

Cambio climático y vulnerabilidad del sector energético

Al centrar la expansión de la matriz eléctrica del país predominantemente hacia un único tipo de energía, la hidroeléctrica, se producen algunas limitantes. En primer lugar, el cambio climático ocasionará impactos y variaciones a los sistemas de generación. Entre los más vulnerables, por su naturaleza sistémica, se encuentra el sector hidroeléctrico.

En el caso de Ecuador, el cambio climático puede ocasionar sequías medias a severas en determinadas regiones del país como los Andes centrales y del sur (Vega, 2010). Esto se podría traducir en una reducción de la producción de energía de las centrales mayores como Paute hasta en un 27%, comparando con la de condiciones normales (Vergara et al., 2009). En noviembre de 2009, uno de los estiajes mayores en la cuenca del río Paute impidió generar a la central del mismo nombre y produjo una serie de apagones durante tres meses, lo cual ocasionó diversas pérdidas en la producción y economía del país (El Diario, 2010).

Entre las causas que influyeron en el fenómeno de la sequía se consideran los cambios de patrones de clima (MEER, 2010). Aún cuando existe incertidumbre sobre las proyecciones del cambio climático en el país y en la cuenca del Paute, que permitan conocer cuánto y cuándo ocurrirán las sequías y variaciones en caudales (Buytaert et al., 2009, Centro de Cambio Global, 2009), se puede esperar que los incrementos en temperatura y variaciones en patrones del clima sí afecten a ecosistemas como, por ejemplo, los páramos que proveen de agua a las hidroeléctricas (Hofstede, 2009; Buytaert, 2010).

Se requieren estrategias y acciones para adaptar las centrales hidroeléctricas a los impactos debidos al cambio climático y reducir su vulnerabilidad. Por ejemplo, en el caso de Paute, el manejo integral de recursos naturales con un enfoque de cuenca, la conservación de sus ecosistemas y la mejora en coordinación de las operaciones de las centrales, son algunas de las estrategias de adaptación al cambio climático más robustas. Tales estrategias pueden aportar múltiples beneficios como la reducción de la vulnerabilidad, abordar los posibles impactos climáticos a futuro, generar beneficios socioeconómicos para las poblaciones locales y contribuir a la mitigación del cambio climático (Castro, 2011).

La adaptación del sector energético al cambio climático no puede ser una actividad opcional y adicional, sino que tiene ser una actividad núcleo en la operación y planificación. Tanto la infraestructura energética existente, la que está en construcción y la planificada requieren que se incluya entre las consideraciones las condiciones y cambios emergentes en patrones del clima (Ebinger y Vergara, 2011). En Ecuador, este enfoque no ha sido aún aplicado para analizar el sector energético. Aún cuando se diseñaran las mejores estrategias de adaptación al cambio climático a nivel de planta, este enfoque debe estar presente en la planificación futura de expansión del sector.

Esto incluye reconocer las fuentes de energía vulnerables a los impactos del cambio climático y las estrategias más sólidas para afrontar dichos retos. La estrategia de diversificación de fuentes, como parte de esta visión, no está plenamente desarrollada en la propuesta oficial de matriz eléctrica, como lo demuestra la apuesta preferencial por la hidroelectricidad en un formato de grandes centrales. Con esta estrategia, la hidroelectricidad proveerá el 86% de la expansión requerida para el 2020.

Esta apuesta genera vulnerabilidad pues el cambio climático puede afectar la escorrentía y la variabilidad de caudales durante el año acentuando los eventos extremos, inundaciones y sequías, la erosión y sedimentación de los ríos y la consecuente pérdida de capacidad de los reservorios. Dichas variables originarían una reducción de la energía de base y un aumento de la variabilidad e incertidumbre en la generación hidroeléctrica (Ebinger y Vergara, 2011).

Pensar en estrategias de adaptación al cambio climático en la planificación del sector eléctrico a través de una mayor diversificación de su matriz a base de fuentes renovables puede constituirse en una alternativa. En Brasil, por ejemplo, ante la disminución de la confiabilidad de la generación hidroeléctrica por impactos del cambio climático, se requeriría generar entre 153 y 162 TWh adicionales de electricidad para cubrir la demanda en el país en aquellos períodos de estiaje en las centrales. Dicha generación adicional provendría esencialmente de generadores de bagazo de caña (biomasa), gas natural, energía eólica e inclusive energía nuclear o carbón mineral (Pereira de Lucena et al., 2010).

Entre las opciones de adaptación consideradas por el estudio de Pereira de Lucena y otros en 2010, se tomó a los combustibles fósiles como un soporte en caso de fallar la energía renovable hidroeléctrica. El reto es mucho mayor cuando se piensa en un sistema energético que progresivamente vaya sustituyendo la generación con combustibles fósiles, tanto por las necesidad de mitigar el cambio climático como por el pico petrolero y la dependencia de fuentes energéticas. En esto, el rol que pueden aportar las fuentes de energía renovable para la seguridad e independencia energética de un país es una apuesta a ser probada en el futuro (UNEP, 2011; Supersberger y Führer, 2011).

Institucionalidad y política del sector energético

El sector energético, que comprende a la electricidad y los hidrocarburos, es considerado como uno de los sectores estratégicos en Ecuador. Los otros son agua, minas, telecomunicaciones y sociedad de la información (MCSE, 2011). La definición del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos dice:

> *"Los Sectores Estratégicos son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran Sectores Estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua y los que determine la ley."* (MCSE, 2011)

Hasta inicios del actual gobierno, la electricidad y los hidrocarburos estaban gestionados por el Ministerio de Energía y Minas, institución que se mantenía en la Agenda Energética 2007-2011. Esa institucionalidad y su andamiaje experimentaron un proceso gradual de debilitamiento, desde la década de los años 90, que se tradujo en falta de planificación hasta el grado de carecer de estadísticas e información que permitan la toma de decisiones (MEM, 2007).

En la actualidad el gobierno viene dando prioridad a planificar, programar y orientar la inversión y políticas en el sector energético, afrontando la falta de planificación estratégica y la debacle del sector eléctrico y petrolero en las últimas dos décadas en el país (MEM, 2007). Dado que el sector energético comprende a la explotación de hidrocarburos, el problema se complejiza porque el petróleo a más de ser la principal fuente de energía de la matriz es una de las mayores fuentes de financiamiento del presupuesto del Estado.

El gobierno estableció una nueva institucionalidad del sector energético que se rige por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, a través del Viceministerio de Hidrocarburos, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y el Ministerio de Transporte y Obras Públicas. Esta institucionalidad abarca el manejo estatal de la gama de energías que componen la matriz energética, la oferta y sus sectores, los hidrocarburos, la electricidad, y la demanda y usos de la energía, residencial, industrial, comercial y transporte.

Si bien con reformas institucionales y legales se están alcanzando algunos logros en la gestión individual de cada cartera del Estado relacionada a la matriz energética, todavía persiste una lógica de institucionalidad y de política energética basada en compartimentos aislados sin coordinación. Una de las mayores manifestaciones de esto es que en Ecuador no existe una planificación estratégica, sistémica y a largo plazo de toda la matriz energética.

La perspectiva sistémica se utiliza para el análisis de problemas complejos a base de construcciones epistemológicas que faciliten la comprensión de las dinámicas de determinado sector (Elias, 2008). En esta investigación la perspectiva sistémica del sector energético se comprende como el análisis de toda la cadena de generación, distribución y uso de la energía (tanto el petróleo, la electricidad y el calor) y sus implicaciones e interrelaciones con otros sectores como agricultura, medio ambiente, agua, macroeconomía, producción, empleo y planificación urbana.

No existe un claro lineamiento de política energética y matriz energética en el largo plazo, aparte de las intenciones del PNBV de transformar la matriz energética y apuntar a un Ecuador post petrolero. Sin embargo, en la planificación específica de cada sector y cada ministerio se manifiesta otra realidad. De ahí se puede explicar que la meta 4.3.3 del PNBV no se manifieste en la planificación específica del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 del Conelec, en donde los proyectos programados en energías alternativas a la hidroelectricidad apenas representarán 1% de la matriz eléctrica futura.

Otra característica de la institucionalidad, específicamente de la gobernanza del sector energético en Ecuador, es su estructura jerárquica. Este modelo de gobernanza jerárquica se basa en la toma de decisiones centralizadas en altas esferas y el desarrollo del sector energético por parte del Estado. Esta gobernanza jerárquica parece favorecer la no diversificación de la matriz energética en Ecuador, Bolivia y Venezuela mientras que un modelo de co-gobernanza permitiría una mayor diversificación de la matriz y probablemente en el futuro facilite una menor dependencia de combustibles fósiles (Perú y Colombia) (Fontaine, 2011).

Un elemento clave de la política que ha influido fuertemente la matriz energética en Ecuador son los subsidios a derivados de petróleo. Por la presencia de estos subsidios, el país muestra un crecimiento mayor que los países andinos en su demanda de energía, especialmente del transporte. Este crecimiento no se debe en esencia a un uso más productivo y eficiente en el desarrollo de actividades de alto valor agregado, sino a un consumo mayor en energía para el transporte y para el sector residencial.

Este subsidio ha introducido una lógica de ineficiencia en el creciente consumo energético y presión al país y al gobierno para ampliar cada vez más las fuentes energéticas sin consideraciones de uso apropiado (MEM, 2007). En el largo plazo, y desde una perspectiva sistémica, no se puede hablar de un cambio de matriz energética y de la transición a un país post petrolero sin revisar la política de subsidios. En el presente, existen esfuerzos para ello, sin embargo, la principal dificultad de formular una política alternativa al subsidio radica en su costo político.

Los subsidios, además, ahondan los impactos ambientales del creciente uso de derivados de petróleo. Ejercen presión sobre la demanda para ampliar las fuentes energéticas y conllevan expansión de sistemas de generación frecuentemente en zonas de sensibilidad ecológica. Allí afectan negativamente a la biodiversidad y a la calidad del recurso hídrico y, durante su construcción, agregan emisiones de contaminantes primarios y de GEI.

La política ambiental del sector energético, más allá de incluir ciertos controles y estudios de impacto ambiental, requiere pensarse desde este enfoque sistémico.Ya que un enfoque de ampliación de fuentes energéticas, aún cuando se mitiguen los impactos ambientales puntuales, no es el mejor ni único camino a seguir. A nivel nacional se debe reforzar la política energética considerando aquellos impactos ambientales locales y regionales, y evaluarse si la institucionalidad compartimentada del sector energético y ambiental es la más apropiada para un buen manejo.

Finalmente, uno de los mayores retos de la política energética en Ecuador, y también a nivel mundial, es su análisis y planificación desde una perspectiva sistémica. Esto es, considerar al energético conjuntamente con todos aquellos sectores con los cuales presenta interacciones y dinámicas. El sistema energía-desarrollo-ambiente es complejo. Se deben establecer lineamientos y metas sobre cómo las negociaciones internacionales respecto al cambio climático, al financiamiento e instrumentos nacientes internacionales en esta temática, pueden brindar nuevas oportunidades de inversión y transformación del sector de la energía.

Sector eléctrico

Este sector ha tenido dificultades con su institucionalidad y política en las dos últimas décadas. Con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en 1996 y el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista en abril de 1999, el sector eléctrico entró a un nuevo esquema de gestión y desarrollo basado en la aplicación del modelo marginalista de mercado (MEM, 2007). Sin embargo, las reformas de la liberalización económica resultaron en diversos problemas para el sector: altos precios de la energía como producto de la carencia de inversiones en generación, altos índices de pérdidas, bajos niveles de recaudación de las tarifas y escaso cumplimiento de índices de calidad. Graves deficiencias en la gestión de distribución y niveles de sobrecarga en instalaciones,

que reflejan la necesidad de reforzar el sistema de transmisión (Conelec, 2007), contribuyeron a esos resultados.

Esta situación llevó a que, hasta 2005, las empresas del sector eléctrico acumulen pérdidas por USD 532 millones y varias queden al borde de la disolución (Conelec, 2007). Estas deficiencias institucionales, de política y económicas influyeron en la tendencia principal de evolución de la matriz eléctrica en las últimas dos décadas: el decrecimiento de la hidroelectricidad compensado por el incremento del aporte de termoeléctricas. Entonces, con la termoelectricidad y la importación de electricidad desde Perú y Colombia se atendió el incremento de la demanda. Además, las termoeléctricas atrajeron inversiones debido a que no exigen mucho capital ni tiempo, no presentan riesgos en la construcción y cuentan con menores tiempos de retorno (Conelec, 2007).

La situación puso en peligro el suministro de energía eléctrica y no permitió una reducción de tarifas fundamentada en el descenso de costos de la energía. El Estado ha intervenido para mantener los precios bajos de la electricidad a través de subsidios directos e indirectos, que consumen recursos de la caja fiscal, con graves implicaciones para la economía del país. Los subsidios del sector eléctrico han generado deudas del Estado con Petrocomercial, reduciendo los ingresos de la empresa estatal y su capacidad de invertir en recuperación mejorada de crudo en campos maduros o en el desarrollo de nuevos campos (Conelec, 2007; MEM, 2007).

En octubre del 2006 entraron en vigencia las reformas a Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que constituyen un reconocimiento tácito de las limitaciones del modelo marginalista. Con estas reformas se retoma el rol estatal y en la planificación, a través del Conelec, de los proyectos de expansión de la generación eléctrica. También, se considera al Estado el actor principal en el desarrollo de proyectos de expansión eléctrica, especialmente los grandes (MEM, 2007).

También se han reformado los aspectos tarifarios económicos del sector. Se busca que las tarifas aplicables a los consumidores finales cubran el precio referencial de generación, los costos de sistema de transmisión y el costo del sistema de distribución de todas las empresas encargadas de este proceso en el país. La aplicación de una tarifa única a nivel nacional ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a la suya (costos propios) por lo que el Conelec efectuará el cálculo de esta diferencia en forma mensual con la finalidad de compensarla (Conelec, 2010).

Retomar la guía estatal en el sector eléctrico bajo un modelo de gobernanza jerárquica se comprende como una reacción necesaria ante la polaridad vivida en años anteriores del modelo marginalista de mercado que puso en crisis al sector. Sin embargo, con el nuevo modelo no se superan las vulnerabilidades de la matriz eléctrica ya analizadas.

Cabe analizar si a futuro, las reformas institucionales y económicas, a través de la revisión de costos y tarifas emprendidas por Conelec permitirán al sistema generar los recursos necesarios para su funcionamiento y sobre todo para financiar la expansión de la generación planificada. Ya que los componentes de la inversión no se consideran dentro de la tarifa fijada en la actualidad, estos deben ser apalancados por el Estado vía presupuesto general.

Está situación es similar a la de décadas anteriores cuando el sector no generaba recursos propios suficientes para inversión y dependía de las asignaciones presupuestarias desde la caja central, con el riesgo de que las asignaciones se reduzcan por contingencias y fluctuaciones de la economía nacional. En este sentido, el endeudamiento e inversión extranjera pueden también contribuir a la inversión para la expansión del sector.

Sector petrolero

En las últimas décadas, el sector petrolero estuvo liderado por Petroecuador y la política e institucionalidad por el antiguo Ministerio de Energía y Minas. Al igual que el sector eléctrico, el sector petrolero ha tenido grandes problemas institucionales debido a una falta de visión, planificación e inversión, lo que ha conducido a un continuo deterioro en la producción de crudo del país.

El déficit del sector público, parte del déficit del sector eléctrico y el costo creciente de la importación de derivados de petróleo que se venden a precios subsidiados en el mercado local, han afectado el presupuesto de Petroecuador y no han permitido invertir en lo que constituye la mayor fuente de financiamiento del presupuesto del Estado, el petróleo (MEM, 2007). Las reformas al sector están apuntando a mejorar la gestión, la eficiencia y la producción de las empresas estatales.

Además, con una presencia creciente del Estado, a través de empresas públicas, en la explotación de campos petroleros y con una mayor participación en las rentas obtenidas por la explotación de este recurso, en el sector petrolero también se presenta una gobernanza jerárquica manifestada en la actual configuración política e institucionalidad del mismo (Fontaine, 2011).

Al momento, las reformas del sector petróleo están trayendo resultados como son la renegociación de contratos en términos más provechosos para el Estado; alrededor de USD 800 millones en beneficios luego de la renegociación con contratistas privados. Otro resultado es el inicio de la inversión para recuperar la refinería de Esmeraldas a cinco años por USD 855 millones y la inversión en los primeros planes y diseños de la refinería del Pacífico (MRNNR, 2011).

En inversión en campos petroleros ha existido un incremento desde 2007 (MRNNR, 2011), sin embargo, no se ha podido evitar el decrecimiento de la producción de 511 mil barriles día en 2007 a 486 mil barriles día en 2010. Por esto, otro de los resultados de la renegociación se manifiesta en un plan de inversiones en producción de las empresas privadas y estatales desde 2011 a 2025.

A diferencia del sector eléctrico, en el sector petrolero no existe un documento de planificación detallada de la visión y las actividades a futuro que permita conocer los lineamientos y las propuestas de proyectos y campos a explotar. Mientras en el sector minero, que todavía no tiene la importancia del petrolero para las arcas fiscales, existe un Plan Nacional de Desarrollo Minero 2011-2015.

De declaratorias se puede extraer la visión del Ministro sobre el sector: aumentar la producción en el país y continuar la ampliación de la frontera petrolera a campos como Sur-Oriente. Estas metas incluyen llevar la producción nacional a 525 miles de barriles diarios, lo cual debe fundamentarse en los incrementos de producción de las empresas nacionales (Journal Oil&Power, 2011). En el largo plazo, a más de la inversión en tecnologías para mejor recuperación en los campos maduros, el principal eje será la inversión y explotación en nuevos campos en Sur-Oriente y probablemente el ITT.

La política petrolera delinea un incremento de la explotación en el país, lo cual signifique muy probablemente una profundización (o por lo menos continuidad) de la matriz energética basada en combustibles fósiles, en especial para transporte. Si la política de subsidios continúa, y con mayor extracción de crudo en el país, es muy probable que persista la misma lógica de alto crecimiento en la demanda de energía, sin consideraciones de eficiencia, basada en sectores de servicios de bajo valor agregado y demanda residencial.

Como también ocurre en el sector eléctrico, existe un desfase entre el discurso declarativo del PNBV sobre una transición a un país post petrolero, un cambio de matriz energética y la planificación y toma de decisiones por parte de las entidades ejecutoras. El reto es pensar qué institucionalidad y gobernanza se requieren para superar estos desfases y aterrizar la visión post petrolera y un verdadero cambio de matriz energética en Ecuador.

Parte III
Viabilidad estratégica de una matriz energética diversificada en Ecuador

1

2

3

4

5

6

Parte III

Viabilidad estratégica de una matriz energética diversificada en Ecuador

5. Tendencias en tecnologías de fuentes de energía renovable

El cambio climático, el pico (o cénit) petrolero y la seguridad energética son las tendencias mundiales que empiezan a marcar el ritmo de la transición energética requerida para abastecer a la creciente demanda de energía mundial al tiempo que se abandona aquella que ha sido la principal fuente de energía hasta la actualidad: combustibles fósiles. Ante este reto, las tecnologías de fuentes de energía renovable están recibiendo fuertes incentivos y estímulos de desarrollo a nivel global. Esto ha permitido que varias de ellas se vuelvan competitivas ante alternativas tradicionales de generación energética y empiecen a tener un despliegue y uso comercial.

De hecho, los últimos 25 años de inversión en fuentes de energía renovable han permitido reducciones de costos en valores del 40% en tecnologías relacionadas con biomasa, del 70% en geotermia y del 90% en energías eólica, solar fotovoltaica y solar térmica (Arent et al., 2011). Por ello, es importante interpretar el estado de las tendencias globales en desarrollo y difusión de las tecnologías de fuentes de energía renovable.

La intención de esta sección es conocer el lugar en la cadena de desarrollo tecnológico en que se encuentran las tecnologías de fuentes de energía renovable con la finalidad de analizar un primer factor crítico en la factibilidad para su adopción: la disponibilidad comercial de prototipos y diseños para su aprovechamiento. Se considera que para que estas tecnologías tengan potencial para ser utilizadas en Ecuador se encuentren en la fase de despliegue y comercialización (tabla 2). Una vez conocido esto, en la siguiente sección se analiza con más detalle otros factores críticos.

Energía eólica

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovable de mayor madurez en el desarrollo tecnológico y de mayor crecimiento en las últimas dos décadas (IEA, 2011a, WEC, 2010). Este desarrollo se ha centrado en turbinas de viento en tierra (onshore) con el modelo de rotores de tres aspas. En los costos medios[18] de tecnologías de energía eólica, la tendencia global[19] muestra una marcada reducción en décadas pasadas y se proyecta en el 2025 a ser menor a 5 centavos/kWh (gráfico 31) (Arent et al., 2011).

Desde la década de 1980 hasta 2004, los costos promedio de tecnologías de energía eólica se redujeron mientras el tamaño de diseño de las turbinas aumentó. Ello muestra avances y mejoras continuas en el diseño de las turbinas. A pesar de ser una tecnología ya en fase de comercialización y de difusión a gran escala se espera que todavía existan avances incrementales y mejoras en el diseño, uso más eficiente de materiales, mayor confiabilidad y captura de la energía, reducción de costos de operación y mantenimiento y mayor vida útil de los componentes.

Los avances tecnológicos pueden conducir a mayores reducciones de costos, facilitando su despliegue y adopción en países en vías de desarrollo, y a ganar competitividad en precios respecto a sistemas energéticos tradicionales basados en combustibles fósiles (Wiser et al., 2011; Arent et al., 2011). Se estima que los costos medios de tecnologías de turbinas en tierra se reduzcan entre el 10% y el 30% para 2020 y en rangos de entre el 15% y el 35% para 2030, sin tomar en cuenta reducciones en costos por incentivos y políticas que faciliten la adopción de estos sistemas (e.g. precios preferentes conocidos en inglés como *feed in tariff*) (Wiser et al., 2011).

El desarrollo tecnológico de otras opciones de energía eólica como las turbinas de viento (*offshore*) e incluso turbinas flotantes (*floating*) en el mar empieza a ser una realidad en países desarrollados (especialmente de Europa) (Wiser et al., 2011). Los costos de estas tecnologías todavía son mayores que los de turbinas en tierra, dado que tienen un menor grado de desarrollo en la cadena tecnológica (tabla 2). Sin embargo, a futuro también se esperan reducciones en los costos medios de estas tecnologías en rangos entre el 10% y el 40% para 2020 y del 20% al 45% para 2030 (Wiser et al., 2011).

Las tendencias de manufacturación y de industria en la energía eólica muestran fabricantes de turbinas para proyectos de generación en parques eólicos grandes centralizados (turbinas en promedio de 1,6 MW), y también la existencia de fabricantes de turbinas pequeñas (50 kW o menores) que están teniendo un despliegue interesante en sistemas y soluciones descentralizadas de energías a escala local (REN 21, 2011).

A base de las tendencias tecnológicas y de la industria se considera que las tecnologías más maduras en su cadena de desarrollo (tabla 2) y con potencial para ser utilizados en Ecuador son las turbinas grandes en tierra (*onshore*) y también aquellas de pequeña escala para soluciones descentralizadas de energía. Estas tecnologías son opciones disponibles para instalación y desarrollo de proyectos que empiecen a incorporar más fuentes de energía renovable a la matriz energética. Su adopción está condicionada por otros factores críticos.

Energía solar

En energía solar existe una amplia gama de tecnologías para usos de calefacción, iluminación, electricidad, combustibles, entre otros. Estas tecnologías presentan diversos grados de madurez

18 Los costos medios se refieren al total de costos incurridos para la operación de una central energética. Estos incluyen los costos de inversión, de operación, mantenimiento y financiamiento. Se los expresa en función de la energía producida por la central energética durante su vida útil (e.g. US/kWh) (Weiser et al, 2011).

19 Por lo tanto, los valores de costos discutidos son promedios mundiales.

y desarrollo (tabla 2). La energía renovable de mayor crecimiento en la década reciente son los módulos solares fotovoltaicos (2000-2010) (Arvizu et al., 2011).

Entre las tecnologías solares, las más competitivas en precios respecto a fuentes tradicionales de energía son los sistemas solares térmicos para calefacción o calentamiento de agua. Otras que se encuentran en la fase de despliegue y utilización, a un creciente ritmo, son los sistemas fotovoltaicos para generación de electricidad. La mayoría de instalaciones de sistemas fotovoltaicos corresponden a paneles ubicados en techos de hogares y conectados a la grilla de la ciudad (Arvizu et al., 2011). Con las tecnologías de energía solar también se empieza a marcar una tendencia de sistemas energéticos descentralizados.

Otras opciones tecnológicas en desarrollo son los sistemas solares de generación eléctrica a base de energía térmica concentrada (*concentrated solar power*, CSP, por sus siglas en inglés) con los cuales se están instalando algunas centrales de generación eléctrica. Diseños en sus primeros pasos incluyen tintes sensibilizados para capturar energía solar y celdas solares de materiales orgánicos. Además, están en desarrollo tecnologías solares para la obtención de combustibles como el hidrógeno o hidrocarburos y para poder almacenar una mayor cantidad de energía en portadores eficientes (Arvizu et al., 2011).

El fuerte desarrollo tecnológico de las últimas décadas (1973-2005) en energías solares ha permitido que aquellas tecnologías más investigadas, como los paneles fotovoltaicos, tengan reducciones de costos de casi el 80%. A pesar de que tuvieron un incremento de precios desde 2003, varios motivos volvieron a reducirlos. Entre estos: nuevos suministros de silicio, competencia de paneles PV basados en láminas delgadas de materiales como cobre; y reducción de la fuerte demanda de España y Alemania (Arent et al., 2011).

Los avances en tecnologías de energía solar térmica para calefacción muestran un potencial de desarrollo en diseños que permiten una mayor vida útil de los sistemas, menores costos de instalación y mayores temperaturas. La tendencia es que los sistemas solares activos de paneles térmicos y paneles PV sean componentes esenciales de todos los techos de hogares y edificios. Inclusive, serán incorporados en los hogares y edificios desde su diseño y construcción. Además, diseños recientes de almacenamiento y conversión de calor y frío permitirán que las paredes de construcciones actúen como sistemas activos de aire acondicionado y calefacción en hogares en lugar de recurrir a calefacción basada en combustibles fósiles y a aire acondicionado eléctrico. (Arvizu et al., 2011).

En tecnologías de paneles PV, los desarrollos futuros apuntan a mejorar el desempeño (eficiencia) y los perfiles ambientales y de sostenibilidad en la manufacturación de los módulos. Más allá, los avances apuntan a mejorar no sólo el panel que captura la energía sino todo el sistema (inversor de corriente, batería, control y red) que permite convertir dicha energía en electricidad acorde a los estándares utilizados en electrodomésticos y aparatos electrónicos de uso final en hogares. Estas mejoras apuntan a incrementar el desempeño y eficiencia de todo el sistema para generación eléctrica de módulos PV y mejorar la funcionalidad y servicios energéticos que proveen.

De hecho, puesto que los sistemas PV alcanzan un mayor despliegue en el mercado se proyecta que sus costos sigan disminuyendo rápidamente. A base de estas tendencias de desarrollo tecnológico y de su incremento en el mercado mundial, se proyecta que los costos medios de sistemas PV se reduzcan en más del 50%, pudiendo llegar en promedio a 7,3 centavos de dólar/kWh en 2020 (gráfico 31) (Arvizu et al., 2011).

La tecnología solar térmica concentrada para generación eléctrica (CSP) es una opción probada en centrales medianas y grandes. Su desarrollo es más reciente y también tiene potencial en mejoras del diseño y en las economías de escala resultado de su producción en masa. Actualmente, se en-

cuentra en un menor grado de madurez que los sistemas PV, sin embargo, los avances tecnológicos y de mercado proyectan reducciones del 30 al 40% para 2020 (Arvizu et al., 2011).

La industria de tecnología solar PV tiene la tendencia a contar con grandes fabricantes de paneles y sistemas, ubicados en economías desarrolladas (Europa, Estados Unidos, Japón) pero también en economías emergentes (China e India). De hecho, el mayor fabricante a nivel mundial de sistemas PV en 2010 fue la empresa China Suntech. Varios fabricantes tienden a integrarse verticalmente al convertirse en promotores e implementadores de centrales eléctricas o instaladores en hogares y edificios, de sistemas PV (REN 21, 2011).

Las industrias españolas son pioneras a nivel mundial en CSP. Industrias como Abengoa y Acciona constan entre los mayores implementadores de proyectos tanto en España como en EEUU, China e India. La industria de esta tecnología tiende a una integración vertical: las empresas buscan no solo fabricar los componentes del sistema energético sino también desarrollar los proyectos de grandes centrales de generación eléctrica solar (REN 21, 2011).

A base de las tendencias en la tecnología y en la industria, se considera que las tecnologías más maduras en la cadena de desarrollo (tabla 2) y con potencial para ser utilizadas en Ecuador son los sistemas solares PV, los sistemas solares térmicos para calefacción o calentamiento de agua y los térmicos concentrados para generación de electricidad.

Bioenergía

El aprovechamiento de la bioenergía a través de producción y conversión energética eficiente, limpia y con costos competitivos es una de las opciones para diversificar las fuentes en el actual escenario de transición energética mundial (Kammen, 2004). Las tecnologías comerciales disponibles en este tipo de fuente son la calefacción (combustión), la generación eléctrica a través de combustión y los biocombustibles de primera generación. Estos provienen de cultivos oleaginosos, como el biodiesel, y de azúcares y almidones, como el etanol (Chum et al., 2011).

También existen sistemas de pequeña escala que utilizan bioenergía para proveer calor para cocción, sistemas de digestión anaeróbica para tratar desechos sólidos y producir gas metano para quema (calefacción, cocción) y gasificadores. La tendencia en relación con la eficiencia de estos sistemas ha sido hacia la mejora.

Estas tecnologías utilizan una amplia gama de productos agrícolas. La mayoría de sistemas bioenergéticos ya existentes se basan principalmente en madera y residuos agrícolas para la producción de calefacción y electricidad, y en cultivos agrícolas para la producción de biocombustibles líquidos. Los rendimientos energéticos de estos sistemas varían según la tecnología de conversión y el material utilizado (cultivos, residuos, pulpa). El carbón vegetal es uno de los más frecuentes usos de la bioenergía en países en desarrollo, especialmente zonas rurales, sin embargo, su producción puede mejorarse con hornos más limpios y eficientes (Chum et al., 2011).

Otra tecnología en estado de desarrollo y todavía con costos altos, son los biocombustibles de segunda generación. Estos son fabricados a base de biomasa no alimentaria, cuyos cultivos requieren menor cantidad de agua y tierra para su producción, o a base de residuos agrícolas y forestales. Se encuentran en investigación y en sus primeros pasos de producción a base de biomasa no comestible lignocelulósica la cual incluye residuos de cultivos y producción maderera (como cáscara de arroz, cáscara de maíz o aserrín), cultivos de plantas no comestibles en los cuales toda la planta es utilizada (como el pasto varilla[20]) y cultivos de aceites vegetales que no compiten por uso de la tierra (como el biodiesel de microalgas) (Carriquiri et al., 2011). La biomasa es la única energía

20 El pasto varilla (*panicum virgatum*) llamado en inglés *switchgrass* es una especie dominante de las praderas templadas de Norteamérica que se utiliza como cultivo de biomasa para fines energéticos (Wikipedia, 2011b).

renovable de la cual se pueden obtener combustibles líquidos de alta densidad energética para sustituir a combustibles fósiles en transporte terrestre, aéreo y marítimo (Chum et al., 2011).

Las tendencias de costos en bioenergía son variadas y dependen de los precios de la materia prima agrícola y de la tecnología aplicada para su conversión y aprovechamiento energético. De ahí que los principales factores que afectan los costos de la bioenergía están los costos de producción de los cultivos, del transporte a los centros de transformación, los cuales pueden representar entre el 20 y 50% del costo medio total y las especificidades técnicas de la tecnología utilizada (Chum et al., 2011).

En el caso del etanol, basado en caña de azúcar y maíz, el incremento en los rendimientos de los cultivos ha sido uno de los factores de la reducción de costos. La investigación para desarrollar variedades de caña de azúcar con mayor contenido de sacarosa y rendimiento al ser transformada en etanol, la introducción de variedades de maíz genéticamente modificadas, más resistentes a pestes y con menor uso de agua, el abaratamiento de costos de capital y fertilizantes para la producción de maíz y la mejora de procesos de cosecha han contribuido a dicha reducción. El aumento del tamaño de las plantas procesadoras de etanol ha sido otro factor. Los costos de conversión del maíz a etanol declinaron en el 45% desde 1980 a 2005 (Chum et al., 2011).

Las tendencias apuntan a un mayor desarrollo de etanol basado en materias lignocelulósicas, puesto que su uso no compite directamente con la disponibilidad de biomasa alimenticia, utiliza los residuos agrícolas y permite imaginar futuras simbiosis industriales que integren el manejo de desechos en industrias agrícolas. Para la fabricación de biodiesel, el desarrollo de lípidos de algas son una opción que también se investiga. Su producción puede disminuir las presiones sobre el uso del suelo y el agua porque permite cultivar algas en aguas salobres y residuales industriales. Además, permite obtener combustible para aviones (*jet fuel*) y barcos (Chum et al., 2011).

Las tendencias en desarrollo e investigación buscan mejorar la calidad y reducir los costos de la producción de biogás (metano) a base del manejo de residuos líquidos, sólidos urbanos y agrícolas. Dicho biogás se puede utilizar para el transporte, la calefacción y la generación de electricidad. Otras tecnologías como la fabricación de aceites y combustibles a través de pirólisis también prometen mayor investigación y desarrollo (Chum et al., 2011). La integración de diferentes tecnologías de producción de bioenergía para usos en calefacción, electricidad y combustibles en facilidades llamadas biorefinerías empieza a ser una visión emergente para el aprovechamiento moderno de esta energía renovable. Esta integración permitiría la reducción de costos, mayor flexibilidad en la obtención de productos y la generación de energía para el funcionamiento de la biorefinería (Naik et al., 2010).

Las proyecciones de costos en bioenergía son objeto de incertidumbre. Sin embargo, a base de las tendencias de mejoramiento y madurez del desarrollo de las tecnologías se pueden estimar reducciones de costos del 38% para la producción de etanol de caña de azúcar en Brasil y del 20% para etanol de maíz de EEUU para el año 2020. Los biocombustibles de segunda generación basados en materiales lignocelulósicos tienen potencial de reducción de costos al mejorar las tecnologías para su conversión a etanol. Su costo de producción para el año 2030 podría competir con los precios de la gasolina y diesel proveniente de un barril de petróleo a USD 60-70/bbl (USD 0,38-0,44 el litro de etanol) (Chum et al., 2011).

La industria de la bioenergía, en especial el caso de etanol en EEUU, tiende a ser desarrollada por grandes compañías petroleras y de refinación conjuntamente con empresas que tienen plantas de mediana escala. En el caso de Brasil, la tendencia es similar pues el mercado de etanol está ocupado mayoritariamente por la empresa líder Cosa la cual junto a Shell planifican proyectos para generación de electricidad y producción de este y otros biocombustibles de segunda generación. Sin embargo, desde el año 2010 surgieron nuevos competidores en la producción de etanol tras la integración vertical de varios productores de caña de azúcar (REN 21, 2011).

En la industria del biodiesel están presentes grandes y medianas empresas de energía como Shell, YPF, ESSO, Petrobras e industrias alimenticias como Nestlé, que abrió la planta más grande de biodiesel a nivel mundial en Singapur. Esta industria requiere importaciones de semillas de colza, palma aceitera (africana) y soya. La buena producción de esta última generó el mayor crecimiento mundial en la industria de biodiesel en Argentina (REN 21, 2011).

A base de las tendencias tecnológicas y de la industria se considera que las tecnologías más maduras en su cadena de desarrollo (tabla 2) y con potencial para ser utilizados en Ecuador son la combustión combinada con biomasa (*co-firing*), la generación eléctrica a través de biodigestores de residuos sólidos urbanos y agrícolas, y los biocombustibles de primera generación provenientes de cultivos en tierras marginales. Se requiere analizar otros factores críticos como costos ambientales, sociales y económicos para realizar un análisis sistémico de estas tecnologías.

Energía de las olas y mareas

Esta tecnología es una de las renovables que está en estado naciente y no se encuentra comercializada. La industria dedicada al desarrollo de esta tecnología se encuentra en la etapa de diseño y evaluación de prototipos para el aprovechamiento de la energía de olas y mareas (REN 21, 2011; Lewis et al., 2011). La única excepción es el aprovechamiento de energía de las mareas a través de represas, de diseño similar a represas hidroeléctricas, ubicadas en estuarios al mar (Lewis et al., 2011).

Los prototipos hasta el momento no convergen a un diseño único como ocurrió en el caso de las turbinas eólicas en donde el prototipo por excelencia ha sido un molino de tres aspas. Debido a que se han dado varias opciones para aprovechamiento energético, un diseño único no es probable en esta tecnología. El costo de inversión y el costo medio de generar electricidad con estas tecnologías no es todavía competitivo (entre 12 y 22 US/kWh) comparado con otras fuentes de energía renovable, peor aún cuando se lo compara con fuentes tradicionales (Lewis et al., 2011).

Hay expectativa por investigación y desarrollo de proyectos demostrativos que permitan reducir costos. Sin embargo, la mayor incertidumbre que existe es el desconocer si las reducciones de costos permitirán la comercialización y difusión a gran escala de esta tecnología (Lewis et al., 2011). Por lo tanto, a base de las tendencias tecnológicas y de la industria, se observa que las experiencias internacionales son insuficientes para considerar que la tecnología esté madura para ser utilizada en las condiciones de la mareas en el Ecuador (tabla 2).

Energía geotérmica

La geotérmica es una de las alternativas con mayor potencial para la provisión de energía de base a largo plazo. Las opciones tecnológicas de esta energía consisten en utilizar fluidos de alta temperatura para generar electricidad a través de turbinas. Para esto existen dos opciones: utilizar los reservorios de aguas termales naturales o sistemas geotérmicos mejorados con el uso de fluidos artificiales (Goldstein et al., 2011).

De estas opciones, la de reservorios de aguas termales es madura y fiable (cuenta con más de 100 años de operación), los sistemas geotérmicos mejorados todavía se encuentran en fase de demostración (tabla 2). La energía geotérmica tiene potencial de generación de electricidad de base por los niveles eficientes de aprovechamiento de recursos que puede alcanzar (factor de planta). Esta característica es una ventaja sobre otras renovables, pues la solar, la eólica e inclusive la hidroeléctrica, por su naturaleza variable e intermitente, tienen una producción eléctrica voluble en función de la disponibilidad del recurso que utilizan. De hecho, el factor de planta promedio, a nivel mundial, de los sistemas geotérmicos para generación eléctrica es del 74,5%. Las nuevas generadoras geotérmicas alcanzan factores de planta mayores al 90% (Goldstein et al., 2011).

Las plantas de generación eléctrica basadas en geotermia de reservorios de aguas termales tienen altos costos de inversión inicial, pues se requiere explorar y perforar pozos similares a los de la industria petrolera. Sin embargo, los costos de operación son bajos y no incurren en uso de combustibles. Por ello, el costo medio de la electricidad de estos sistemas es competitivo, dependiendo del nivel de aprovechamiento del recurso, el rango está entre 0,03 a 0,17 USD/kWh. El costo de los sistemas geotérmicos mejorados es todavía mayor al de los tradicionales de esta fuente (Goldstein et al., 2011).

Los avances tecnológicos en esta fuente apuntan a mejorar la confiabilidad y la recuperación de la energía, así como a incrementar la vida útil de las plantas. Para esto se requiere investigación y desarrollo en la exploración de recursos geotérmicos ocultos que se caracterizan por no mostrar reservorios de agua y que se los explota mediante sistemas mejorados. Como resultado de las mejoras tecnológicas se espera que los costos medios de la generación geotérmica basada en reservorios de agua disminuyan en 7% para 2020 (Goldstein et al., 2011).

En la industria de desarrollo de energía geotérmica, las plantas eléctricas generalmente son de escala mediana, con una potencia de 50-200 MW. Una de las desventajas de esta tecnología son los plazos medios y largos requeridos para el desarrollo de proyectos, un promedio de entre 5 a 7 años desde el descubrimiento de un sitio potencial hasta el desarrollo y construcción de la planta. El riesgo es similar al de proyectos mineros y petroleros, donde el potencial del recurso tan sólo se confirma cuando se realiza la perforación del pozo (REN 21, 2011). Bajo todas las consideraciones anotadas, la tecnología más madura en su cadena de desarrollo (tabla 2) y con potencial para ser utilizada en Ecuador es la energía geotérmica de reservorios de aguas termales.

Integración de la energía renovable a los sistemas energéticos

El análisis del potencial de las fuentes de energía renovable para cambiar la matriz energética se debe realizar tratándolas como sistemas energéticos más que desde la perspectiva de parámetros técnicos y económicos de cada tecnología (Kriegler, 2011). La naturaleza diversa de las fuentes, sus limitantes y la complementariedad que se requiere entre diferentes tecnologías intervienen en la definición de una apropiada diversificación de la matriz de generación.

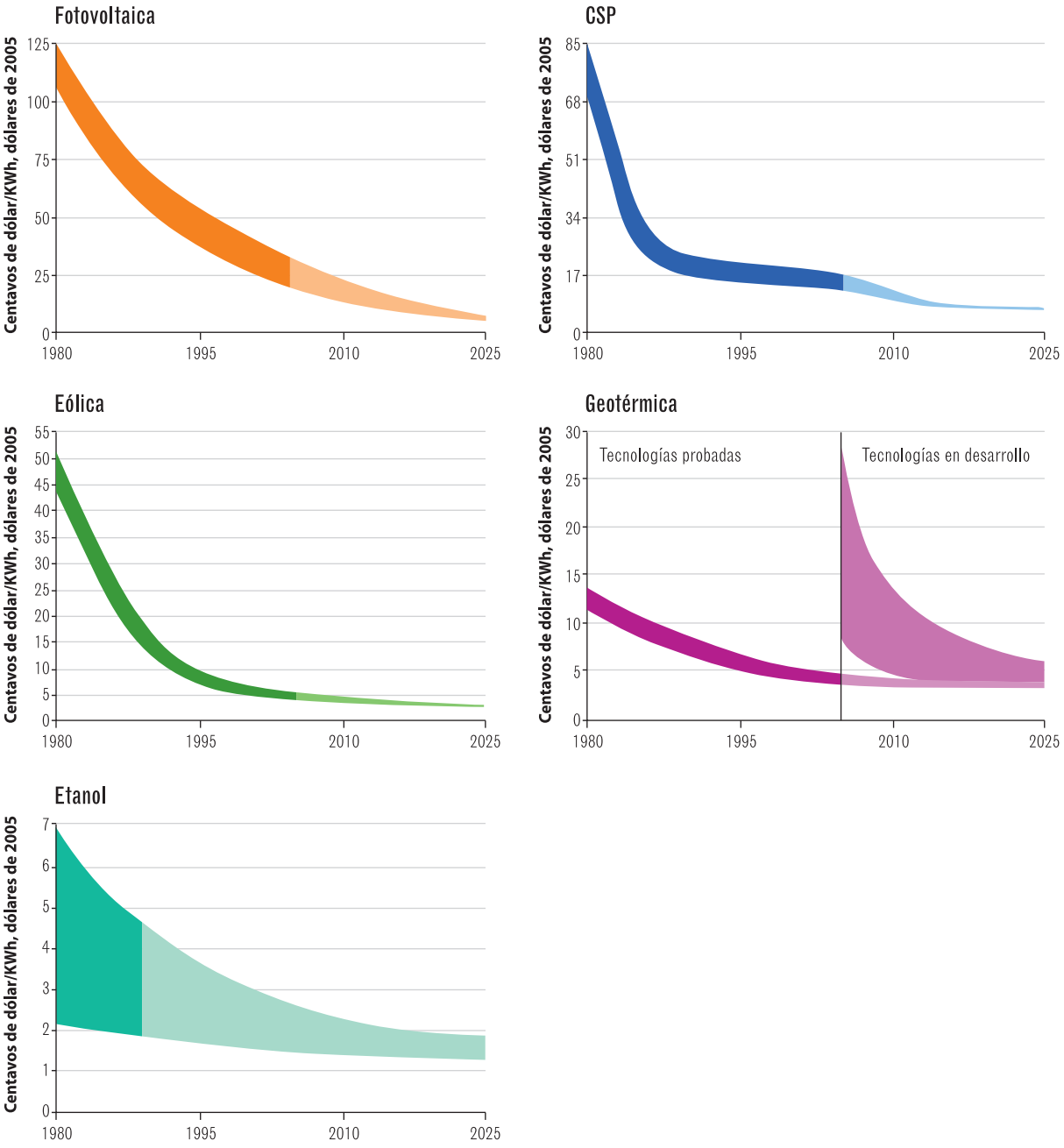
Entre las características que distinguen a las fuentes de energía renovable de tecnologías convencionales de generación basadas en combustibles fósiles e inclusive energía nuclear, está la imprevisibilidad y variabilidad natural de las primeras, que hacen que la generación eléctrica fluctúe. Existen diferencias entre las diferentes fuentes. Las energías intermitentes son la eólica y la solar. Las renovables con menor variabilidad, pero con fluctuaciones a largo plazo, son la hidroeléctrica, bioenergía y geotérmica (Sims et al., 2011).

Además, los combustibles fósiles son un medio fácil de provisión de energía hacia usuarios finales que los utilizan no sólo para generar electricidad sino también para transporte y calefacción. Las energías renovables, con excepción de la biomasa, no pueden ser portadoras directas de energía (Kriegler, 2011). Se requiere de tecnología para transformarlas en combustibles como, por ejemplo, procesos fotolíticos para producir hidrógeno utilizable en automóviles de celdas de combustible. Por ello, la complementariedad y la integración de las opciones tecnológicas de las fuentes de energía renovable en un sistema son un reto.

Para mantener una provisión confiable de energía, ya sea como generadoras de electricidad, calefacción o producción de combustibles, las fuentes variables requieren cada vez mayores costos y adaptaciones al sistema energético conforme se van incorporando y cuando empiezan a tener un rol preponderante en la matriz (Sims et al., 2011).

Gráfico 31.

Tendencia histórica y proyección de costos de fuentes de energía renovable



Fuente: Arent et al., 2011.

Las soluciones requeridas para minimizar los riesgos del sistema y tener una mayor confiabilidad en la provisión son la diversificación de energías, la complementariedad y flexibilidad entre las tecnologías adoptadas, la extensión de la infraestructura energética (interconexión, transmisión y distribución), la utilización de tecnologías de almacenamiento de energía y mecanismos institucionales y de mercado que permitan mejorar la seguridad y suministro de energía (Sims et al., 2011). El reto de sustituir a los combustibles fósiles como principal fuente de energía a nivel mundial, en América Latina y en Ecuador no puede sustentarse en un solo tipo de energía sino en una diversificación adecuada de opciones.

Gracias a la difusión global de tecnologías de fuentes de energía renovable, según el último reporte de IPCC (2011) sobre este tema, en el mejor caso, aproximadamente el 77% de la matriz energética mundial puede ser abastecida por el uso de recursos renovables. Algunos países exploran la posibilidad de tener una matriz energética basada al 100% en fuentes de energía renovable. Tal es el caso de Dinamarca, donde para el 2030 se propone alcanzar el 50% y el 100% para el 2050. Dicha matriz se sustentaría en los recursos con mayor potencial en dicha nación: biomasa, viento, energía de olas y solar (Lund y Mathiesen, 2009).

Esta visión y planificación de un sistema energético basado al 100% en fuentes de energía renovable es físicamente posible en cuanto a la dotación de recursos energéticos. Existen dos visiones de este futuro energético en Dinamarca, uno basado en biomasa para el transporte y la calefacción; y otro basado en energía eólica que produzca combustibles y portadores de energía como el hidrógeno para vehículos de celdas de combustible (*fuel cell*) (Lund y Mathiesen, 2009).

Cualquiera de los dos escenarios tiene implicaciones a nivel de la economía y la sociedad daneses y constituyen una decisión estratégica nacional. El primero, implica reorganizar actividades agrícolas para la producción de biocombustibles; mientras el segundo requiere de la difusión tecnológica de sistemas de combustibles y almacenamiento de energía como es el hidrógeno (Lund y Mathiesen, 2009).

Para la matriz energética mundial se pueden describir tres escenarios respecto a la reorganización de los sistemas energéticos en torno a la sustitución de los combustibles fósiles. El primero es el uso extensivo de bioenergía para abastecer a la demanda energética no eléctrica (e.g. combustibles para transporte), en especial el uso de biocombustibles. En esta opción, el reto mayor es cómo organizar una coexistencia sustentable entre la agricultura para alimentos, la conservación de los ecosistemas y la producción de bioenergía. En ello, la bioenergía de segunda generación puede hacer un aporte significativo en reducir presiones, al utilizar residuos, aguas y tierras marginales, pero su desarrollo todavía requiere de costos competitivos (Kriegler, 2011).

El segundo escenario es la producción de combustibles y almacenadores de energía con tecnologías renovables diferentes de la biomasa. Las limitaciones de las fuentes de energía renovable, es decir, intermitencia, dispersión geográfica y uso eléctrico se eliminan cuando son utilizadas para la producción de combustibles como el hidrógeno. Los retos para esta visión son los cambios masivos a infraestructuras energéticas con la finalidad de utilizar en escala masiva el hidrógeno. Sin embargo, existen críticas al costo y a la eficiencia del hidrógeno como combustible y almacenador de energía que puede ser transportado hacia usos finales (e.g. celdas de combustibles en automóviles) (Kriegler, 2011).

El tercer escenario es el de electrificar una parte del transporte y de la calefacción. Esta opción requiere de tecnologías como los vehículos eléctricos híbridos (*plug in*), entre otras, y puede ser viable puesto que ya existe infraestructura eléctrica para dotar de energía a los usuarios finales a más de la alta eficiencia que tienen los motores eléctricos. Sin embargo, algunas limitantes son que se requiere mejorar la tecnología de baterías, con la finalidad de almacenar energía eléctrica para vehículos eléctricos y la grilla de transmisión eléctrica para incorporar generación descentralizada (Kriegler, 2011).

Otro reto es incorporar sistemas de generación de energía (especialmente eléctrica) descentralizados a la matriz. Tradicionalmente, los sistemas eléctricos fueron diseñados para transportar energía desde grandes centrales de generación, hidroeléctricas, termoeléctricas o nucleares, con altos voltajes hacia redes de distribución locales con voltajes menores. Sin embargo, dada la distribución dispersa de las fuentes de energía renovable, la transición energética a matrices más 'verdes' requiere que la grilla de transmisión maneje varios generadores medianos y pequeños conectados a los sistemas de distribución (Bayod-Rújula, 2009).

Esto no sólo implica un cambio tecnológico y de infraestructuras, sino un cambio de visión y concepto de los sistemas energéticos, ya que la visión tradicional (a nivel global y en Ecuador) es favorecer el desarrollo de grandes proyectos centralizados de generación de energía por sobre los de menores centrales descentralizadas (o distribuidas) a base de fuentes de energía renovable.

Con la creciente demanda de energía y la necesidad de descarbonizar los sistemas eléctricos, se empieza a comprender que sistemas diversificados y descentralizados hacen la matriz energética más robusta. Esta robustez tiene varias ventajas: menor concentración en pocas fuentes, menores riesgos por catástrofes naturales y cambio climático y mayor diversificación de fuentes de energía (Ebinger y Vergara, 2011; Bouffard y Kirschen, 2008; Nair y Zhang, 2009).

Esta visión se manifiesta no sólo en la incorporación de centrales medianas y pequeñas de energía sino en la generación de energía descentralizada en edificios y hogares de las ciudades. En países desarrollados, la tendencia en la construcción y acondicionamiento de inmuebles antiguos es a diseñar e implementar edificios cero demanda de energía, o los que provean energía a la grilla local a base de tecnologías renovables (e.g. módulos solares PV) que generen una porción, el total o más de la energía consumida por los habitantes y usuarios del edificio (Sims et al., 2011). Dicha propuesta puede ser viable no sólo en urbes de países desarrollados sino también en centros urbanos de economías emergentes como Brasil y en ciudades de países en desarrollo (Rüther y Zilles, 2011).

Esta visión está presente en la asociación global de la industria eléctrica, donde se reconoce el reto que será proveer de energía a las ciudades. En el futuro, la industria eléctrica requerirá desarrollar nuevos sistemas de demanda y provisión de energía que permita a los consumidores finales ser generadores de su electricidad a base de una gama de tecnologías de escala pequeña descentralizada (Ebinger y Vergara, 2011).

La visión de sistemas descentralizados tiene dos propuestas: la de Europa, donde la generación de electricidad se proyecta ser altamente descentralizada con varias centrales medianas y pequeñas basadas en fuentes de energía renovable; y la de EEUU donde la base principal de la generación seguirá sustentada en grandes centrales energéticas de carbón y los sistemas descentralizados de generación son vistos como un complemento para mejorar la seguridad del sistema (Nair y Zhang, 2009).

Esta transición a sistemas energéticos descentralizados implica retos y potencialidades para la infraestructura de transmisión. El manejo de redes de distribución de electricidad a través de infraestructura de información, comunicación y control es necesario para gestionar la creciente complejidad de contar con varios generadores conectados al sistema. En este sentido, existen nuevos conceptos y perspectivas como micro grillas, centrales virtuales (Bayod-Rújula, 2009) y la grilla inteligente (*smart grid*) (Lindley, 2010).

La grilla inteligente es un concepto que implica sistemas de transmisión eléctricos que incorporan nuevas tecnologías de información y comunicación con las líneas de transmisión y cables de distribución (Nair y Zhang, 2009). Su finalidad es optimizar la operación del mercado eléctrico y crear un sistema de transmisión confiable y asequible. Este sistema permitiría múltiples opciones desde el manejo de la demanda eléctrica con la finalidad de reducir los picos y tener mayor eficiencia, hasta interconexiones entre comunidades y hogares que tienen exceso de generación de electricidad (Lindley, 2010).

6. Factores críticos para la adopción de fuentes de energía renovable en Ecuador

La adopción de tecnologías de fuentes de energía renovable en un contexto nacional, regional y local está influida por la conjusnción de varios factores que determinan la viabilidad y beneficios de utilizar dichas tecnologías. En esta sección se discute, desde una perspectiva macro, los factores críticos para la adopción de las tecnologías renovables reconocidas en la anterior sección como viables para Ecuador. Para ello se analiza aspectos técnicos, sociales, económicos y ambientales como factores críticos para la implementación de fuentes de energía renovable.

Costos

Los costos de las fuentes de energía renovable son un factor importante para determinar la competitividad de determinada tecnología en el sector energético. De esta manera, si una tecnología genera electricidad por debajo del precio del mercado, estimado para el largo plazo, es probable que los inversionistas la seleccionen para futuras expansiones (Caspary, 2009). Si no se sigue un modelo de mercado en el sector eléctrico, los costos continúan siendo un factor crítico pues aquellas tecnologías que tengan costos competitivos respecto a las tradicionales del sector eléctrico, tendrán mayor factibilidad y probabilidad de ser adoptadas.

En esta sección se compara los costos medios globales de las tecnologías de fuentes de energía renovable con los costos pagados a generadores de electricidad en Ecuador. Para esto se utilizan los datos de costos medios de generación de energía a base de tecnologías renovables del último informe del IPCC (Bruckner et al., 2011). Estos corresponden a rangos de costos agregados a nivel mundial de tecnologías de fuentes de energía renovable comercialmente disponibles.

Estos rangos de costos son construidos a base de la información de países en los cuales existen proyectos, estudios e información sobre estas tecnologías. Además, recogen los factores naturales y tecnológicos que afectan la factibilidad de uso de cada tipo de fuente renovable tales como el factor de planta (el cual manifiesta la variabilidad y disponibilidad natural de una fuente), el tamaño de la planta, la vida útil, y los costos realizados en inversión, operación, mantenimiento y combustible (en el caso de bioenergía).

Utilizamos los rangos de costos de IPCC porque en América Latina no se han sintetizado datos más aproximados para un rango tan amplio de tecnologías ni en Ecuador evaluaciones significativas de proyectos de tecnologías de fuentes de energía renovable. Estos rangos de costos representan un buen compendio de distintos países (e incluyen algunos de la región como Brasil) para distintas tecnologías y variadas condiciones naturales de las fuentes de energía renovable. Además, los costos no son el único factor analizado sino la disponibilidad comercial de las tecnologías.

La comparación de costos es un primer paso en el análisis de la factibilidad de incorporar tecnologías de fuentes de energía renovable en la matriz energética de Ecuador. Por otro lado, el costo comparativo utilizado es el de generación de electricidad en Ecuador determinado por el Conelec (Conelec, 2009).[21]

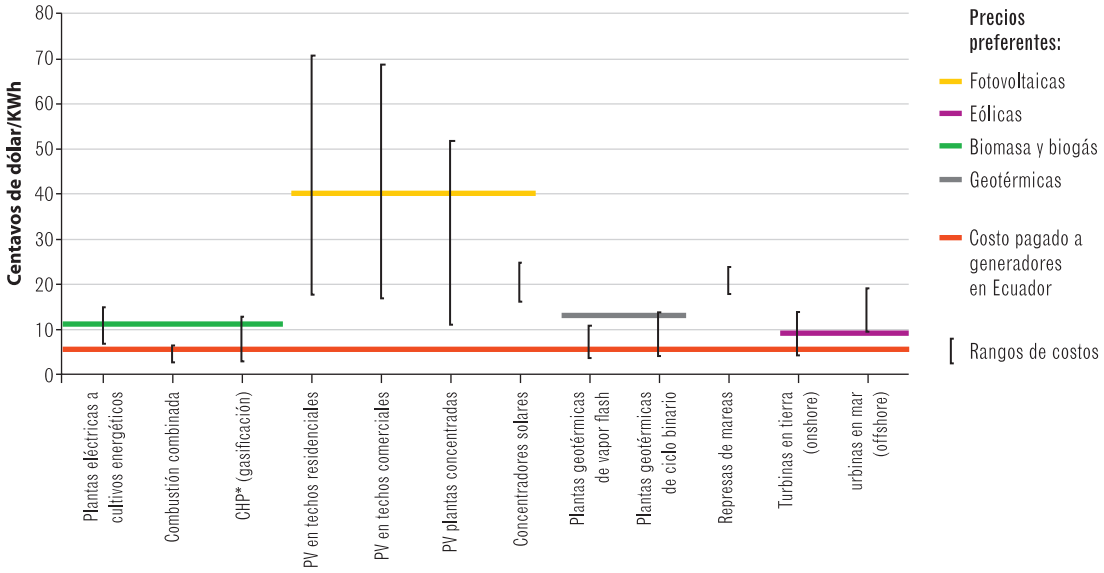
Dado que en abril de 2011 se aprobó una nueva regulación del Conelec (Regulación No. CONELEC – 004/11) sobre el tratamiento del precio de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales, con la que se busca incentivar la difusión de estas tecnologías en

21 Los costos medios de tecnologías de fuentes de energía renovable del compendio del IPCC, puesto que se calculan para la vida útil de cada una de las tecnologías, están calculados en valor presente con una tasa de descuento del 7%. Ninguno de estos costos medios incluye efectos de subsidios a energía otorgados en diferentes países (Bruckner et al 2011). Los costos de generación de electricidad del Conelec corresponden a valores promedios de las empresas nacionales (Conelec 2009). A pesar de no ser calculados exactamente con la misma metodología, ambos valores están en valor presente en USD centavos/kWh por lo que la comparación es válida.

Ecuador a través del pago de precios preferentes que permitan una mayor competitividad de las mismas. Por ello, comparamos los costos medios globales de fuentes de energía renovable con respecto a los precios techo preferenciales[22] establecidos en esta regulación.

Gráfico 32.

Rangos de costos medios internacionales versus precios preferentes de energías renovables en Ecuador



Fuente: Bruckner et al., 2011; Conelec 2009 y 2011b. Elaboración: autor.
*Bioenergía para cogeneración de electricidad y calor.

Del gráfico 32 se puede interpretar que cuatro tecnologías de fuentes de energía renovable tendrían incentivos para ser adoptadas sin el apoyo de los precios preferentes. Es decir, cuatro tecnologías muestran rangos de costos medios globales menores que el costo reconocido a la generación de electricidad en Ecuador (rangos de costos por debajo de la línea roja del gráfico). Estas tecnologías son: bioenergía para generación de electricidad mediante combustión combinada (*co-firing*), gasificación de biomasa para generación de electricidad y calor (*combined heat and power CHP*); y energía geotérmica con tecnologías de plantas de vapor flash (*condensing flash plants*) y plantas de ciclo binario (*binary cycle plants*).

El incentivo provisto por la nueva regulación del Conelec (tipo *feed in tariff*) contribuye a que otras tecnologías de fuentes de energía renovable puedan ser adoptadas en el mercado eléctrico ecuatoriano. En la regulación antes mencionada se contemplan diferentes precios preferenciales según las distintas tecnologías, por ello, en el gráfico se representan con líneas de diferentes colores. Aquellas tecnologías que poseen su rango de precios por debajo de estos techos se convierten en energías económicamente viables en Ecuador.

Con los precios de la electricidad de fuentes renovables fijados en la Regulación 004/11, todos los costos medios de estas tecnologías se encuentran cubiertos hasta cierto extremo. Es decir, se viabiliza la adopción de una gama más amplia de tecnologías como la bioenergía para electricidad con tecnología de plantas eléctricas cuyo combustible son cultivos energéticos (*dedicated biopower*). También se estimula la generación eléctrica con módulos fotovoltaicos tanto de manera descentralizada, en techos residenciales y comerciales, como en plantas a gran escala de paneles, y el uso

22 Precios establecidos en la Regulación para el territorio continental.

de turbinas en tierra para energía eólica. Una tecnología viable con los precios preferentes dados a paneles PV, pero no considerada en la regulación, son los sistemas solares de generación eléctrica a base de energía térmica concentrada (CSP).

Otra tecnología no considerada en la regulación es la energía de olas y mareas aprovechada a través de represas en estuarios de mar. Los costos de esta tecnología son comparables a los de sistemas descentralizados PV. Si se aplicara el precio preferente brindado a tecnologías fotovoltaicas, esta tecnología también podría convertirse en una opción viable (de existir sitios identificados con potencial de generación).

Si se aplicara el precio preferencial de sistemas PV a la tecnología CSP, su costo también se encontraría por debajo del precio preferente. Las dos tecnologías cuyo rango de costos se encuentra completamente por debajo del precio preferente de la regulación son la bioenergía con la tecnología de combustión combinada (*co-firing)* y la geotérmica de plantas de vapor *flash.*

La regulación de precios preferentes regirá para el pago de los costos durante un lapso de 15 años, después del cual la autoridad realizará una revisión. Con este horizonte temporal y con la tendencia decreciente en el costo de tecnologías renovables es probable que más opciones se vuelvan financieramente viables en el mediano y largo plazo.

El enfoque de costos financieros ha permitido comparar costos medios a nivel internacional con costos de generación de empresas eléctricas y precios preferentes en Ecuador. Tiene la limitante de no reconocer la ventaja en costos económicos que ofrecen las tecnologías de fuentes de energía renovable sobre otras tecnologías convencionales (e.g. termoeléctricas) (Caspary, 2009).

La generación en base a combustibles fósiles genera externalidades globales como la emisión de GEI y externalidades locales como la emisión al aire de contaminantes primarios (e.g. SOx, NOx, entre otros). Si se incorpora estas externalidades se obtiene el verdadero costo de la generación de energía con estas fuentes. En ese caso, el costo de las renovables, que genera menor cantidad e intensidad de externalidades, sobre todo en GEI, se vuelve más competitivo.

Puesto que la incorporación de estas externalidades no está incluida en el precio de la generación eléctrica en Ecuador nos referimos sólo al costo financiero. Cabe mencionar que este costo financiero de la generación de electricidad no es el costo real pues el sector eléctrico en generación termoeléctrica utiliza combustible subsidiado. Estos factores, los subsidios a combustibles fósiles y la no incorporación de los costos externos ambientales que originan, hacen que los precios de tecnologías convencionales de generación de energía en Ecuador sean más baratos que los de fuentes de energía renovable. Sin embargo, el bajo precio no se basa en beneficios reales y sostenibles en el largo plazo.

El análisis de costos esbozado parte de la premisa de que los precios reconocidos a la generación por parte del Conelec y los precios preferentes de la regulación para incentivar la adopción de tecnologías de fuentes de energía renovable son adecuados para mantener una sostenibilidad financiera del sector eléctrico. Sin embargo, existen algunos problemas y limitaciones de orden político e institucional. A pesar de ello, los rangos de costos analizados dan una idea sólida sobre las tecnologías que se encuentran más desarrolladas y el costo que debería reconocerse para incentivar su adopción.

En los costos de energías para transporte existe una tendencia global a la disminución de los precios de biocombustibles de primera generación (gráfico 31). Concretamente en América Latina, Brasil es el líder en ciertos biocombustibles y está logrando una producción con menores costos y sin requerir subsidios para que sean competitivos (Chum et al., 2011). Sin embargo en Ecuador, la gasolina y diesel tienen costos por debajo del precio mundial promedio y por debajo del de sus vecinos andinos, Perú y Colombia, a causa de los subsidios.

Por lo tanto, los proyectos que se emprendan de biocombustibles requieren también de incentivos y subsidios para ser competitivos. Esto se reconoce en la iniciativa nacional para masificar la producción de biocombustibles con 400 000 ha, en donde se piensa además en incentivos para que los ingenios azucareros vendan parte de su producción de caña para etanol (Hoy, 2011). Dado que los incentivos aún no se encuentran delineados ni existe una regulación de precios preferentes de electricidad originada por biocombustibles, no se analiza de manera cuantitativa ni se contrastan sus costos con la energía de derivados de petróleo. El mismo problema ocurre con los costos para energía calórica utilizada en la industria, en la agricultura y en el calentamiento de agua y cocción en hogares. El subsidio al GLP no incentiva la adopción de tecnologías de energías renovables (e.g. paneles solares para calentamiento de agua).

Aspectos técnicos

Energía eólica

A pesar de que las latitudes ubicadas sobre la línea ecuatorial no son ricas en vientos, en Ecuador la presencia de la Cordillera de los Andes y del Océano Pacífico establecen gradientes térmicas que permiten la existencia de zonas de alto interés eólico. Para determinar el potencial de generación eólico de un sitio se requiere evaluar distintos parámetros, como la velocidad del viento, las variaciones diarias, mensuales y estacionales (Conelec, 2009). La energía eólica es una de las renovables más variables en el corto plazo (Sims et al., 2011), e inclusive lo es más que la solar, pues el viento varía de forma drástica y aleatoria (Conelec, 2009).

Las zonas de mayor potencial para explotación de esta energía están en las crestas de montañas, en emplazamientos cerca de la costa y costa afuera de las playas ecuatorianas. Entre estos sitios reconocidos está el cerro Villonaco en Loja, en donde existe un proyecto de generación considerado en el Plan de Expansión de la Generación 2009-2020. A pesar de que existen algunos sitios identificados con potencial de generación eólica a nivel nacional, como El Ángel en Carchi, Salinas en Imbabura, Tixán en Chimborazo y Huascachaca en Azuay se requiere realizar evaluaciones técnicas específicas a nivel nacional del potencial de generación y a nivel local de sitios concretos, a modo de un atlas eólico (Conelec, 2009).

Un reto de la integración de la energía eólica a los sistemas eléctricos es su naturaleza intermitente para la generación (Arent, 2011). Es decir, el viento es un recurso variable por lo que la generación fluctúa de acuerdo a las condiciones climáticas y de viento en determinado parque o turbina eólica. La generación eléctrica eólica requiere de ajustes técnicos e institucionales a la matriz eléctrica si llega a representar más del 20% de la misma (Wiser et al., 2011; Taylor, 2004).

Los mejores sitios para aprovechamiento del viento, por presencia de velocidades de alrededor de 10 m/s, pueden estar lejanos a centros urbanos, y por lo tanto, demandan incurrir en requerimientos de nueva infraestructura de transmisión para integrar su generación al sistema nacional. Otro reto para la integración de la energía eólica a la matriz eléctrica es compatibilizar los estándares técnicos de las turbinas y parques eólicos para que puedan conectarse a la grilla de transmisión y manejar los cambios en el voltaje del sistema eléctrico (Weiser et al., 2011).

Los promedios globales de los factores de planta de la tecnología de turbinas en tierra para generación de energía eólica están entre el 20% y el 40% (Bruckner et al., 2011). Esto indica que es una energía complementaria y no de base. Para la provisión adecuada de electricidad, esta energía requiere de otras tecnologías como complementos que puedan generar cuando no existan las condiciones de viento para su óptimo funcionamiento. Por ejemplo, en la isla San Cristóbal de Galápagos, la generación de energía eólica con las dos turbinas existentes requiere el soporte (*back up*) de generadores termoeléctricos a diesel durante períodos en los cuales no se den las condiciones meteorológicas para generación eólica (Lahmeyer International, 2006).

Por este motivo, se requiere niveles de coordinación, planificación y nuevas tecnologías de manejo, transmisión, distribución y almacenamiento de energía (en especial electricidad) conforme el portafolio de tecnologías renovables se vaya diversificando y adquiriendo mayor protagonismo.

Energía solar

El potencial de esta energía en Ecuador no es de los más altos a nivel global, comparado con países con irradiaciones elevadas de desierto (e.g. Norte de África); sin embargo, se sitúa en niveles adecuados para convertirse en una fuente significativa de aporte a nivel nacional. Una ventaja de esto es que la radiación solar es homogénea en intensidad a lo largo del año, lo cual reduce el problema de variaciones, y hace que el aprovechamiento de las tecnologías que aprovechan la energía solar sea más confiable (Conelec, 2009).

La mayor parte del territorio ecuatoriano tiene un potencial anual promedio de 4,4 a 4,7 kWh/m^2/d en insolación global. Entre los lugares con mayor potencial de insolación global promedio se encuentran la ciudad de Quito (5,1 kWh/m^2/d), el cantón Sigchos y Pedernales (5,25 kWh/m^2/d), el sur del cantón Zapotillo (5,25 kWh/m^2/d), el oeste del mismo cantón (5,4 kWh/m^2/d) y el cantón Macará (5,5 kWh/m^2/d) (CIE, 2008). Para que la tecnología solar de generación eléctrica en base a energía térmica concentrada (CSP) sea técnicamente factible se requiere de insolación directa de al menos 5 kWh/m^2/d (WB, 2010a). Pocos lugares en el país tienen estas características, tal es el caso del cantón Macará al sur de Loja (5,1 kWh/m^2/d de irradiación solar directa) (CIE, 2008).

Los rangos de factores de planta de las tecnologías de energías solares PV se encuentran entre el 12% y el 27%; para plantas CSP están entre el 35% y el 42%, pudiendo alcanzar hasta 74% con almacenamiento térmico prolongado (Bruckner et al., 2011; Sims et al., 2011). Con la finalidad de contrarrestar la intermitencia de la energía solar se requiere el complemento de otras plantas solares o de otras fuentes. Así, si la nubosidad afecta a una planta se cuenta con la energía de otra u otras.

Como las plantas no pueden operar durante la noche, debe planificarse adecuadamente su integración a los sistemas energéticos. Además, se requiere de inversores de corriente continua a alterna para utilizar la energía en electrodomésticos o para integrarla a la red de transmisión o distribución (Sims et al., 2011).

En la tecnología CSP, puesto que utiliza fluidos para transmitir el calor, es posible tener almacenamiento de energía térmica, según las propiedades del fluido. Esto permite que las variaciones de irradiación no alteren la producción de energía de las plantas CSP. Con la incorporación de almacenamiento adicional de calor en el fluido y tamaños adecuadas de los colectores solares se puede lograr que la planta opere también en la noche (Sims et al., 2011).

Bioenergía

Ecuador tiene un buen potencial para utilizar tecnologías modernas, limpias y eficientes de bioenergía por su variada producción agrícola y ganadera que generan desechos que pueden ser explotados energéticamente. Los desechos de tipo animal pueden aprovecharse a través de la digestión anaeróbica para la producción de biogás (metano) (Conecel, 2009).

Entre los residuos agrícolas, la cascarilla de arroz es un desecho no utilizado que se dispone en quebradas, rellenos o se lo quema a cielo abierto. Sin embargo, dicho residuo puede ser utilizado para la producción de electricidad o fines térmicos (Neira et al., 2006). Para ello se puede aplicar tecnologías viables como combustión combinada (co-firing) y generación de electricidad y calor (CHP). En Ecuador, se genera más de 300 000 toneladas de cascarilla al año. Si una tonelada de este residuo tiene la capacidad de desplazar el consumo de 90 galones de diesel utilizados en

generación de vapor para procesamiento y producción de alimentos, las 300 000 toneladas permitirían reducir el uso de alrededor de 27 millones de galones de diesel en un año, evitando además la emisión de CO_2 y otros contaminantes primarios (Neira et al., 2006).

La puesta en marcha de tales iniciativas requiere de esfuerzos institucionales y de mercado que faciliten las condiciones para la recolección y acopio de la cascarilla a más de incentivos que permitan la difusión de la tecnología en la zona rural.

El consumo tradicional de leña y carbón, para cocción, calefacción, ladrilleras y secadoras agrícolas constituye un uso ineficiente de biomasa. Con la finalidad de disminuir presiones sobre bosques nativos existe la factibilidad técnica de mejorar los hornos utilizados en estas actividades o sustituir el uso tradicional por energía moderna (Conelec, 2009). Los residuos forestales de industrias madereras, medianas y pequeñas aserradoras pueden ser utilizados para combustión y generación de electricidad (Obernberger y Thek, 2004). El potencial está presente pero se requiere analizar más a profundidad su factibilidad técnica, económica y organizacional (acopio y logística del residuo) para promover proyectos piloto demostrativos.

Los factores de planta de las tecnologías de bioenergía para generación de electricidad son altos: entre el 55% y el 80% (Bruckner et al., 2011). Por ello, esta fuente puede llegar a ser no tan variable en el corto plazo y constituirse en energía de base. En tecnologías de bioenergía para generación de calor como, por ejemplo, vapor para industrias, los factores de planta también son altos, entre el 63% y el 91%, para las tecnologías CHP (calor y electricidad) y para la digestión anaeróbica de residuos sólidos urbanos (Bruckner et al., 2011).

En el caso de Ecuador, las tecnologías de bioenergía utilizan el sistema turbo vapor alimentado con bagazo de caña. Por la disponibilidad de los residuos, acorde al ciclo de la cosecha de caña de azúcar, estas generadoras operan con variabilidad en su producción. El factor de planta promedio anual durante 2010 fue del 29%. Durante los meses de agosto a noviembre ha llegado a ser mayor al 60% mientras que entre enero y abril no se ha operado por falta de residuos (Conelec, 2011).

Por esto, el reto es identificar opciones tecnológicas que puedan procesar varios tipos de residuos de biomasa para mantener factores de planta de base. Se necesita investigación específica en posibilidades de combustión combinada de residuos de biomasa, por ejemplo, utilizar tanto bagazo de caña como cascarilla de arroz (Hupa, 2005). También se requiere un aprovisionamiento de insumos constante en el año para alcanzar factores de planta de energías de base mayores a 70%. Si esto no es factible, otra opción válida es programar la generación con biomasa para complementar las horas punta de demanda de electricidad en los periodos de estiaje en la cordillera oriental. Esta opción permitiría disminuir la generación en plantas térmicas a diesel.

Puesto que las tecnologías de bioenergía como la combustión combinada y CHP son similares a las de generación térmica, por el uso de un combustible, no existen mayores dificultades en la integración de estas plantas al sistema. Características como fluído eléctrico y voltaje son similares a las encontradas en generación térmica en operación (Sims et al., 2011).

Energía de las olas y mareas

No existen evaluaciones ni estudios en Ecuador sobre el potencial de esta energía. En el PME 2009-2020 se menciona que existe potencial en el país y que puede utilizarse como opción energética en sitios cercanos a la costa. Información a nivel mundial estima potenciales moderados de energía de olas para la costa ecuatoriana (entre 15 y 16 kW por metro de ola, lo cual es moderado comparado con sitios de alto potencial como el sur de Chile con 74 kW/m).

Los factores de planta de esta energía están entre 22,5% y 28,5%, lo cual muestra su naturaleza variable, la vida útil de las represas de mareas es alrededor de 40 años. Con la finalidad de integrar

estas energías al sistema se requiere ampliar la infraestructura de transmisión cercana a la costa, o inclusive si los generadores se encuentran mar adentro, unos kilómetros fuera de la costa. Las características eléctricas de las plantas de energía de olas y mareas es similar a las de tecnologías de energía eólica, por ello, los requerimientos técnicos de conexión suelen ser similares (Sims et al., 2011).

Geotérmica

Ecuador es un país con volcanismo activo que forma parte del Cinturón de Fuego del Pacífico y tiene un gran potencial geotérmico. Este fenómeno se evidencia por la presencia de alrededor de 180 fuentes termales en el país. Estudios realizados han identificado 17 aprovechamientos geotérmicos con fines de producción de energía eléctrica, industrial y agrícola (Conelec, 2009).

Específicamente en tres sitios, Tufiño-Chiles (139 MW), Chachimbiro (113 MW) y Chalupas (282 MW) se ha cuantificado una potencia instalable de 534 MW. A base de estudios específicos se determinó que proyecto geotérmico Chalupas es el prioritario. Este está en fase de prefactibilidad y se requieren realizar trabajos exploratorios mayores de geofísica para llevarlo a la siguiente fase. Los costos de exploración hasta la factibilidad representan el 10% del presupuesto total. Confirmada esta se continuará con perforaciones adicionales hasta completar el suministro de vapor necesario, y se pasará a diseño, construcción e instalación de la planta generadora de electricidad. Esta etapa sería la más costosa pues significa el 90% del presupuesto (Conelec, 2009).

Los rangos de factores de planta a nivel mundial se encuentran entre el 60% y el 90%; que se consideran niveles eficientes de aprovechamiento del recurso por lo cual, tiene un potencial de generación de electricidad de base. La geotérmica tiene una ventaja sobre las renovables variables en corto plazo (solar, eólica, de olas y mareas) y sobre la hidroelectricidad cuyos rangos de factores de planta están entre el 40% y el 80% (Bruckner et al., 2011).

Puesto que la generación con energía geotérmica requiere de la instalación de una planta en sitios que pueden estar apartados, se puede requerir la ampliación de la red de transmisión para integrarla al sistema. Las plantas geotérmicas utilizan tecnología similar a la generación termoeléctrica, por lo cual, la producción de energía tiene características similares a aquella ya integrada al sistema actual. Además, una central geotérmica puede aportar otros servicios a la red como el control de voltaje (Sims et al., 2011).

Aspectos ambientales

Mitigación del cambio climático

Las fuentes de energía renovable presentan ventajas ambientales sobre los combustibles fósiles. La huella de carbono23 de sus tecnologías en su ciclo de vida (medida en gCO_2e/kWh) es considerablemente menor. La media, de datos mundiales sobre la huella de carbono en el ciclo de vida de tecnologías renovables, está entre 4 y 46 gCO_2e/kWh lo que resulta mucho menor comparado con la media para combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón) de entre 469 y 1001 gCO_2e/kWh (Sathaye et al., 2011). Uno de los mayores potenciales de las fuentes de energía renovable es la mitigación del cambio climático.

La bioenergía es la tecnología que posee la mayor huella de carbono. En relación a su producción de emisiones, puede arrojar desde reducciones de las mismas hasta voluminosas emisiones de 360 gCO_2e/kWh. Esto se explica por la diversidad de material agrícola que puede ser utilizado. Si las

23 La cantidad de emisiones de GEI que se producen durante todo el ciclo de vida de una tecnología de generación de energía; producción, transporte, construcción, uso, mantenimiento y desmantelamiento (Weinzettel et al 2009).

prácticas agrícolas para producción de bioenergía son intensivas en uso de combustibles fósiles, debido al tractorado, en realidad se generan más emisiones de las que se mitigan, comparada con bioenergía que se genera a partir de residuos agrícolas.

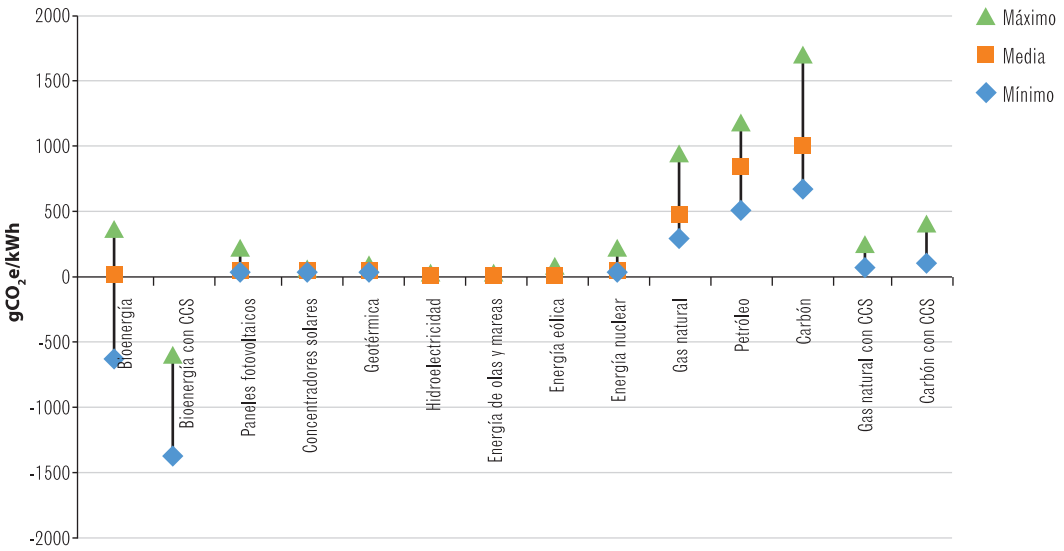
Los datos del ciclo de vida disponibles no incluyen las emisiones por cambio de uso del suelo que la bioenergía puede generar. Las energías con menor cantidad de emisiones de GEI durante toda su vida útil son la hidroelectricidad, la energía de olas y mareas, la geotérmica y la energía eólica. Los paneles PV y los CSP son las tecnologías renovables con mayor huella de carbono (Moomaw et al., 2011).

Cuando la tecnología de captura y almacenamiento de carbono se incorpora a plantas de combustibles fósiles, las emisiones de GEI durante su ciclo de vida disminuyen dramáticamente. En tal caso, los mínimos valores de su huella de carbono son comparables a los máximos de determinadas renovables (gráfico 33). Si la tecnología de CCS se incorpora a plantas de bioenergía pueden alcanzarse potenciales elevados para sumideros de carbono netos (hasta de -1368 gCO_2e/kWh). Sin embargo, estos estimados no incorporan las potenciales emisiones por cambio de uso del suelo que pueden generarse por la bioenergía.

La hidroelectricidad presenta bajos rangos de emisiones; pero, estos datos no incluyen las potenciales emisiones de metano por biomasa y sedimentos orgánicos en los reservorios de agua. Esta cuestión todavía se debate a nivel internacional (Sathaye et al,. 2011).

Gráfico 33.

Rangos de emisiones de gases de efecto invernadero en fuentes de energía renovable y convencionales



Fuente: Moomaw et al., 2011. Elaboración: autor.

Las emisiones del ciclo de vida de los biocombustibles de primera y segunda generación muestran menores niveles que las emisiones de combustibles fósiles. En general, los combustibles fósiles tienen factores de emisión de más de 100 gCO_2e/MJ mientras que los biocombustibles llegan máximo a cerca de 70 gCO_2e/MJ para etanol y 80 gCO_2e/MJ para biodiesel. Esto no incluye emisiones por cambios de uso del suelo directos e indirectos que los biocombustibles, en especial los de primera generación, pueden ocasionar. Además existe incertidumbre sobre las emisiones de óxido nitroso (N_2O) por el uso de fertilizantes (Sathaye et al., 2011).

Biocombustibles producidos a base de distintos cultivos y en diferentes países muestran otros impactos ambientales. Así, el etanol de caña de azúcar de Brasil tiene menores emisiones de GEI que biocombustibles basados en trigo de la UE y maíz de EEUU. El biodiesel basado en aceite de palma tiene más emisiones que biodiesel basado en soya y en aceite de colza, cuando las emisiones de metano del efluente de la procesadora de aceite no son capturadas. Los biocombustibles de segunda generación no cuentan con tanto despliegue como para tener información consolidada respecto a sus emisiones. Se puede mencionar que bajo un manejo adecuado, los biocombustibles de segunda generación lignocelulósicos pueden tener menores emisiones de GEI que el etanol de granos y el biodiesel basado en aceites vegetales (Sathaye et al., 2011).

Las emisiones causadas por la producción de biocombustibles de primera generación también incluyen las ocasionadas por cambios de uso del suelo. Hay cambios de uso del suelo directos, por ejemplo, cuando se planta palma africana para biodiesel en tierras que eran bosque primario. Y existen cambios de uso del suelo indirectos que son producto de interacciones más complejas. Por ejemplo, si se destina alimento a producir biocombustibles y la rentabilidad de los cultivos estimula a expansión de la frontera agrícola a ecosistemas naturales. Las emisiones provenientes del cambio de uso del suelo y su relación con la producción de biocombustibles son difíciles de cuantificar (Sathaye et al., 2011).

A pesar de esto, algunos estudios han encontrado que el rango de emisiones por cambios de uso del suelo directo e indirecto para biocombustibles está entre 25 y 43 gCO_2e/MJ (Sathaye et al., 2011). Con esta contribución, cuando existe un manejo inadecuado de los impactos de los biocombustibles, los beneficios de mitigación del cambio climático pueden ser nulos porque su emisión de GEI podría igualar la de los combustibles fósiles. Es esencial que se tenga un manejo integral de los biocombustibles a través de diversos mecanismos como la zonificación agroecológica y mejoras en prácticas y rendimientos agrícolas (Sathaye et al., 2011).

Los biocombustibles de segunda generación provocan menores impactos por cambio de uso del suelo cuando se utilizan residuos agrícolas o los cultivos se realizan en tierras marginales, degradadas o en aguas residuales (e.g. biodiesel de algas) (Carriquiri et al., 2011). En proyecciones de impactos a nivel mundial se encuentra menor presión en cambio de uso del suelo indirecto por parte de los biocombustibles de segunda generación respecto a biocombustibles tradicionales (Havlik et al., 2011).

Los datos afirman los beneficios ambientales de mitigación de cambio climático que ofrecen las fuentes de energía renovable cuando se trata de generación de electricidad. En el caso de los biocombustibles existen más matices, por lo que se requiere de diversos mecanismos para manejar y mitigar los impactos. Más allá de esto, el potencial de menores impactos en cambio de uso del suelo que presentan, podría determinar beneficios en mitigación al cambio climático.

En el caso de Ecuador, los biocombustibles a base de palma podrían tener impactos ambientales negativos si presionan zonas de bosque tropical húmedo (Albán et al., 2007) y por mal manejo de los efluentes de las procesadoras de aceite. Estos impactos pueden ser mitigados a través de un adecuado ordenamiento territorial y regulación de la deforestación. Iniciativas para promover biocombustibles a base de caña de azúcar requieren también de este tipo de regulaciones con la finalidad de evitar que se promueva la deforestación.

Otras iniciativas como el uso de piñón para aceite de biodiesel tienen menor impacto al estar dirigidas hacia tierras marginales. Se requiere más investigación que permita conocer y medir los impactos de los biocombustibles de primera generación en Ecuador antes de incentivar su producción masiva. Sin embargo, los biocombustibles de segunda generación deben ser mejor analizados porque se consideran más sustentables.

Calidad del aire local y regional

Las tecnologías de fuentes de energía renovable que no requieren de combustión tienen menores impactos en la calidad del aire que los tradicionales combustibles fósiles. Estos impactos incluyen menores o nulas emisiones de contaminantes primarios como el material particulado, óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y compuestos orgánicos volátiles (Sathaye et al., 2011). Estas tecnologías tienen incluso menores impactos que combustibles fósiles más eficientes como el gas natural.

La bioenergía de combustión tiene emisiones de contaminantes primarios a la atmósfera mayores que el resto de renovables y similares al gas natural y al petróleo en NOx y mayores en material particulado (Sathaye et al., 2011). Por ello, el desarrollo de esta opción tecnológica requiere de normativas y tecnologías que permitan mitigar y manejar el impacto de la contaminación del aire. El uso de combustibles gaseosos en el transporte, sea de origen fósil o de biomasa tiende a reducir la contaminación del aire comparado con combustibles líquidos (Sathaye et al., 2011).

La mezcla de biocombustibles con combustibles fósiles para transporte es una política difundida en países desarrollados como los de la Unión Europea (Albán et al., 2007) y también en Brasil y Argentina (REN 21, 2011). Las mezclas con etanol o biodiesel reportan beneficios ambientales por sus menores emisiones de monóxido de carbono (CO) y de hidrocarburos (e.g. benceno). Pero, en cambio, producen mayores emisiones de NOx que contribuyen a la formación de ozono troposférico el cual genera problemas de salud en piel y sistema respiratorio (Sathaye et al., 2011)

Impactos a la salud

Los beneficios a la salud de las tecnologías de fuentes de energía renovable consisten en menor emisión de contaminantes primarios, lo cual repercute en menor riesgo de enfermedades respiratorias, de piel y cardiovasculares. Algunas tecnologías pueden presentar impactos específicos que si no son controlados afectan a la salud. Entre estos se encuentran los impactos de fertilizantes y pesticidas en el caso de cultivos de biomasa, la emisión de ácido sulfhídrico en perforaciones para geotermia, la reproducción de vectores de enfermedades en reservorios tropicales de hidroeléctricas, y molestias de ruido y oscilaciones de las turbinas eólicas cercanas a poblaciones.

Agua

El agua es uno de los elementos utilizados por diversas centrales energéticas y conforme se expanden las necesidades de energía de un país, se utiliza una mayor cantidad de agua fresca en plantas energéticas. La infraestructura energética compite por el uso del agua ejerciendo presión en zonas que pasan por estrés hídrico. Las tecnologías de generación eléctrica térmica son especialmente vulnerables a posible escasez de agua, también lo son la hidroelectricidad y la bioenergía. El cambio climático puede traer mayores restricciones y dificultades a sistemas energéticos intensivos en agua (Sathaye et al., 2011; Ebinger y Vergara, 2011).

El nivel de consumo de agua en la termoelectricidad es mayor que el de fuentes térmicas renovables porque requiere enfriamiento y circulación para mover las turbinas. De acuerdo a ese consumo, en las segundas se encuentran la energía solar CSP y sistemas de bioenergía como combustión combinada y cogeneración; y en las primeras, las tecnologías convencionales de carbón, gas, petróleo y nuclear. La hidroelectricidad no realiza un uso consuntivo del agua pero requiere realizar retiros de caudales, aunque los reservorios también pueden apoyar otras estrategias de manejo del agua como control de inundaciones y almacenamiento para épocas secas (Sathaye et al., 2011).

Dentro de las tecnologías térmicas el impacto en el uso del agua depende de la opción tecnológica, ciertas opciones tienen un menor consumo pero incurren en mayores costos. Por ello, la planifica-

ción y el uso de determinada tecnología requiere de una evaluación del contexto en el cual operará y la situación del recurso hídrico (Sathaye et al., 2011). De particular interés en impactos sobre el agua es el desarrollo en gran escala de biocombustibles a base de cultivos energéticos, pues varios de los actuales biocombustibles de primera generación comercializados exhiben mayor demanda de agua por unidad de energía que combustibles fósiles como gasolina y diesel (Mulder et al., 2010).

Mientras el diesel a base de petróleo requiere de 0,0035 l/MJ[24], el etanol de maíz requiere de 11,26 l/MJ pues se usa agua en su procesamiento (1,86 l/MJ) pero sobre todo en su cultivo (9,6 l/MJ). El biodiesel de soya requiere de 21,8 l/MJ, 0,011 en su conversión y 21,7 l/MJ en su cultivo (Mulder et al., 2010). El desarrollo de bioenergía en gran escala para sustituir al petróleo tiene impactos fuertes en el consumo de agua, aún cuando tenga ventajas en la mitigación del cambio climático.

Los biocombustibles de segunda generación tienen menor impacto en el uso de agua, inclusive aquellos de cultivos energéticos pues utilizan todo el vegetal para la conversión de material lignocelulósico. Los biocombustibles a base de residuos agrícolas pueden tener menor impacto en el uso del agua, pero en los procesos de conversión requieren mayor cantidad que los de primera generación, por implicar más procesos. Sin embargo, el diseño de recirculación de agua en plantas procesadoras puede contribuir a reducir el impacto en el uso del recurso (Eisentraut, 2010).

Aquellas tecnologías de fuentes de energía renovable que utilizan sistemas térmicos pueden ocasionar impactos de contaminación térmica al devolver caudales de agua con mayor temperatura que la del río. Las hidroeléctricas pueden tener impactos sobre la temperatura y el contenido de oxígeno disuelto en las aguas que restituyen, así como el caudal ecológico y la sedimentación a lo largo de la cuenca (Sathaye et al., 2011).

Otras tecnologías como la de olas y mareas con represas de mareas pueden afectar la hidrología y salinidad de estuarios. La geotermia puede afectar la calidad del agua superficial y subterránea a través de fugas de fluidos geotérmicos[25]. Por ello, se requieren medidas y planes de manejo ambiental en las tecnologías de energía renovable.

Biodiversidad y ecosistemas

La instalación de centrales de energía renovable ocasiona impactos sobre la biodiversidad y los ecosistemas, modifican hábitats y provocan cambios de uso del suelo para instalar las obras civiles y la infraestructura de transmisión. A más de ello, algunos de los impactos al aire y agua antes mencionados también afectan a la biodiversidad (Sathaye et al., 2011).

La bioenergía afecta a la biodiversidad cuando presiona por la conversión de bosques naturales a plantaciones de biomasa para energía. También ocasiona degradación de suelos, contaminación por uso de pesticidas e introducción de especies genéticamente modificadas, utilizadas para obtener mayores rendimientos en los cultivos. Las plantas centralizadas de módulos PV pueden ocasionar cambios en la vegetación circundante por efectos de sombra. Los sistemas geotérmicos pueden contaminar hábitats adyacentes cuando se realiza la disposición de fluidos tóxicos (e.g. fluidos para perforación). Aves y murciélagos pueden colisionar contra las turbinas eólicas (Sathaye et al., 2011).

Las hidroeléctricas generan alteraciones del caudal ecológico y de rutas migratorias de peces, a más de ello pueden generar introducción de especie, en el caso de que se permita piscicultura en reservorios, y cambios en las comunidades de peces. Las represas de mareas afectan la salinidad,

24 l/MJ se refiere al consumo de agua necesario, medido en litros, para obtener un megajulio de energía de determinado combustible.

25 Los fluidos geotérmicos son el agua del depósito y su contenido de gases como ácido sulfhídrico (H_2S), metano (CH_4) y amoníaco (NH_3) (Goldstein et al., 2011).

hidrología y turbidez del agua ocasionando cambios en flora y fauna, y en espacios de anidación de aves. La planificación de infraestructura de fuentes de energía renovable requiere de diseños apropiados que mitiguen y manejen en el largo plazo estos impactos (Sathaye et al., 2011). Opciones energéticas descentralizadas en ciudades pueden ocasionar menores impactos sobre ecosistemas naturales y utilizar espacios ya convertidos en cuanto al uso del suelo.

Aspectos sociales

En general, las tecnologías de fuentes de energía renovable tienen apoyo y buena imagen por parte de comunidades y ciudadanos, pues son percibidas como ambientalmente amigables frente a las tecnologías de combustibles fósiles. Pero esto no significa que tengan apoyo y aceptación al nivel local, en donde el despliegue de tecnologías de fuentes de energía renovable acarrea efectos para determinados individuos y comunidades; sobre todo cuando implica instalación de gran infraestructura (Sathaye et al., 2011).

La adopción de nuevas tecnologías puede encontrar inconvenientes por barreras de comportamiento que implican el modificar valores culturales, sociales, normas y percepciones (Sathaye et al., 2011). Algunas tecnologías de fuentes de energía renovable pueden necesitar capacitación y adaptación del usuario. El uso de paneles solares en hogares requiere conocer cómo funciona el sistema, cuidados específicos a los aparatos y límites de carga eléctrica si no se posee conexión a red.

Los impactos visuales y la distorsión del paisaje por los 'bosques' de turbinas eólicas preocupan a algunas comunidades. Los proyectos de infraestructura centralizada de gran escala ocasionan desplazamientos de actividades económicas y viviendas. Estos factores también pueden dificultar la adopción de tecnologías de fuentes de energía renovable (Sathaye et al., 2011).

Otros impactos indirectos, pero de gran preocupación, son aquellos de los biocombustibles sobre la disponibilidad y precio de los alimentos. En el sistema internacional de bienes de consumo agrícolas, incluso aquellos países que no produzcan biocombustibles pueden ser afectados por la elevación de precios de los productos por la creciente demanda energética. La demanda de biocombustibles ocasionó un 30% de incremento de los precios promedios mundiales de cereales durante el período 2000-2007 (Chum et al., 2011).

El uso de biomasa alimenticia, especialmente en biocombustibles de primera generación, significa una asociación y dependencia mayor entre los mercados de alimentos y los de energía. Lo anterior puede ser crítico pues la creciente demanda global de alimentos (al igual que la demanda de energía) requiere que su producción se incremente un 70% para 2050. Para este incremento tan sólo se dispondría de un incremento en la tierra arable del 5%. Por lo tanto, la tierra apta para cultivos es escasa, lo cual podría originar competencia en el uso para producción de alimentos o de biocombustibles. De igual forma, la producción de biocombustibles puede poner presiones sobre la disponibilidad de agua y originar tensiones y conflictos entre los beneficiarios de usos competitivos (Chum et al., 2011).

Estas tensiones podrían disminuirse con el desarrollo de biocombustibles de segunda generación que no se obtengan de cultivos energéticos sino de residuos de cultivos agrícolas y forestales. El uso de residuos puede traer un impacto positivo a la economía local agrícola al generar una fuente adicional de ingreso al agricultor. Uno de los retos mayores para producir biocombustibles de segunda generación es crear los mecanismos que permitan tener un balance entre el desarrollo industrial a gran escala de las tecnologías de conversión (e.g. biorefinería) con las cadenas locales de producción agrícola, sea en el caso de cultivos energéticos o en el caso de residuos agrícolas (Eisentraut, 2010).

La implementación de proyectos de energía renovables puede crear empleos de alta calidad en aquellos países y lugares que desarrollen las tecnologías (UNEP, 2011). Además, la implementación de proyectos también puede promover la creación de empleo local y beneficiar a países con la transferencia de conocimiento y tecnologías. La falta de información y conocimiento de las ventajas y opciones de tecnologías descentralizadas de energía renovable al consumidor (e.g. paneles solares PV para calentar agua) es uno de los factores que más afectan la adopción de estas tecnologías y la creación de empresas pequeñas y medianas que las comercialicen (Sathaye et al., 2011).

Factores de política e institucionalidad

En la última década una diversidad de políticas públicas ha promovido, sobre todo en Europa, una fuerte difusión y comercialización de tecnologías de fuentes de energía renovable. En el ámbito global, las políticas para el apoyo a fuentes de energía renovable se han centrado principalmente en tecnologías para electricidad, pero se están ampliando a tecnologías para el transporte y para calefacción residencial y calor para la industria. El principal aporte de las políticas para fuentes de energía renovable es contribuir a superar las barreras a la implementación, la falta de capacidades en la fuerza laboral para desarrollar y adoptar tecnologías renovables; y las barreras de financiamiento. Los precios de las tecnologías renovables aunque sean altos enfrentan a los precios de combustibles fósiles subsidiados y que no incorporan los impactos ambientales al costo (Mitchell et al., 2011).

Las políticas de fuentes de energía renovable incluyen incentivos fiscales como créditos tributarios y excepciones; financiamiento público como préstamos de bajo interés; regulaciones basadas en cuotas (e.g. políticas de la UE para alcanzar determinado porcentaje de etanol mezclado en las gasolinas); y políticas de precios preferentes (*feed in tariff*). Superar las diferentes barreras existentes para la adopción de tecnologías renovables puede requerir de la adopción de políticas en otros sectores relacionados (agricultura, transporte, recurso hídrico, planificación urbana) (Mitchell et al., 2011).

Otra barrera clave es la transferencia de tecnologías de energía renovable, desde los pocos países en donde se desarrollan. Esta involucra no sólo la transferencia de infraestructura y equipos sino del conocimiento y capacidades de operación. Por este motivo, debe formar parte de la construcción de capacidades tecnológicas en países en desarrollo (Mitchell et al., 2011).

En tecnologías emergentes, el rol del apoyo estatal en las primeras cadenas de desarrollo tecnológico de investigación, proyectos demostrativos y despliegue es clave. Dicho apoyo se ha dado sobre todo en países desarrollados, que tienen sistemas de investigación, desarrollo e innovación tecnológica (Mitchell et al., 2011). Sin embargo, identificar opciones tecnológicas en países en desarrollo puede significar una transición a menor dependencia tecnológica energética. Identificar qué tecnologías de fuentes de energía renovable son factibles de desarrollo local y no tan sólo adaptables es un reto.

En el Ecuador se aplica la política pública de precios preferentes (*feed in tariff*) a la electricidad generada con fuentes de energía renovable desde abril de 2011 en que se aprobó la regulación del Conelec (Regulación No. CONELEC – 004/11).

La experiencia en países en desarrollo indica que el éxito de políticas de precios preferentes requiere apoyarse en otras políticas de financiamiento público e incentivos fiscales. Cuando los proyectos en energía renovable requieren altos costos de capital, por ejemplo, no bastan los buenos precios si no hay acceso a crédito (Elizondo y Barroso, 2011).

En el caso de Ecuador, este complemento e incentivos para financiamiento de proyectos energéticos es un tema pendiente. El sector energético está visto como un sector estratégico estatal, por

ello, el desarrollo de grandes proyectos está a cargo del gobierno nacional que gestiona fondos para la inversión en infraestructura eléctrica con gobiernos y empresas transnacionales, así como con entidades de crédito internacional como CAF y BID (Conelec, 2009).

Sin embargo, los instrumentos de política para promover las fuentes de energía renovable pueden perder impacto si la visión de la política energética del país no consolida la diversificación de su matriz. No existe una planificación estratégica, sistémica y a largo plazo de toda la matriz energética y persiste una lógica institucional y de política energética de compartimentos aislados sin coordinación (electricidad, petróleo). La planificación específica y las actividades de cada sector de la matriz de energía no es coherente con la visión estatal del PNBV, que se supone como una guía hacia un país post-petrolero.

Las instituciones y la gobernanza existentes conducen hacia una matriz energética no diversificada y que profundiza las fuentes tradicionales de energía en el país: petróleo y agua. Esta realidad institucional y de política energética apunta a que las fuentes de energía renovable diferentes de la hidroelectricidad no tengan un rol importante dentro de la matriz energética de Ecuador.

En el instrumento principal de planificación del sector eléctrico (el Plan Maestro de Electrificación) los proyectos de energía renovable no ocupan una porción representativa dentro de la matriz y no alcanzan a garantizar la meta del 6% de aporte en la matriz eléctrica, que establece el PNBV. Esto implica que el Estado no visualiza a las energías renovables como claves para el cambio de matriz energética y el país post petrolero o lo ha logrado articulado la política energética que lo confirme.

Este es un reto y una oportunidad para un país exportador de crudo como es el Ecuador que enfrenta el pico petrolero. Por su causa, los altos precios del crudo se mantendrán constituyendo un incentivo perverso para explotar más campos petroleros para la exportación y para lograr abastecer la creciente demanda de energía para transporte. Las fuentes de energía renovable alternativas para transporte, como su electrificación, no cuentan con los incentivos necesarios.

La transición energética puede ser más lenta en países petroleros por los costos de oportunidad creados por la dependencia de combustibles fósiles. A más de ello, la gobernanza jerárquica energética de Ecuador dificulta la diversificación de su matriz (Fontaine, 2011). Un factor que determina la no adopción significativa de fuentes de energía renovable en Ecuador es el subsidio a los derivados de petróleo.

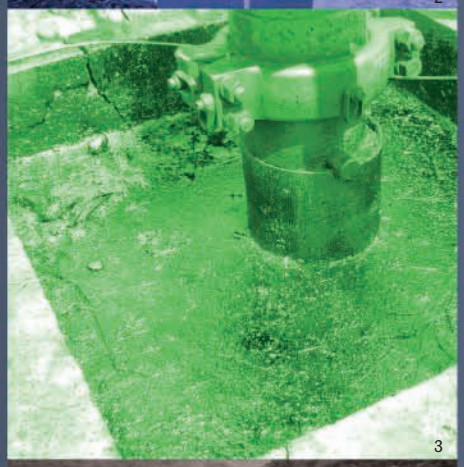
Desde una perspectiva sistémica de política energética no es eficiente ni coherente promover incentivos a fuentes de energía renovable por un lado (regulación de precios preferentes del Conelec), mientras que por el otro lado se subsidia los precios de combustibles fósiles, haciendo más baratas sus tecnologías convencionales, e incentivando un creciente consumo energético. Adicionalmente, sin una institucionalidad y gobernanza que faciliten un cambio de matriz energética, la regulación de precios preferentes corre el riesgo de convertirse en un instrumento subutilizado que alentará solo proyectos aislados de energías alternativas.

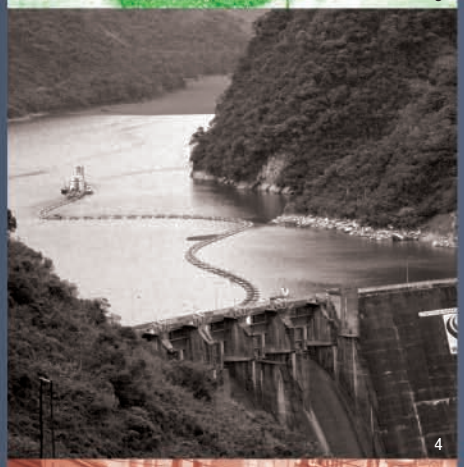
Con la regulación vigente se beneficiarán inversionistas privados y el país con la incorporación de tecnología y conocimiento. Mediante el precio preferente se reconocen costos mayores y se otorga prioridad en la prelación de pago, mecanismos que incentivan la inversión en estas tecnologías. Sin embargo, no existe un esquema para financiar esos costos mediante una tarifa real por lo que, probablemente, los subsidios a proyectos de fuentes de energía renovable se conviertan en otra presión a las arcas fiscales.

Esto se extiende a las iniciativas en biocombustibles mientras perduren los subsidios a derivados de petróleo porque se requerirá subsidiarlas también para que sean competitivas o para que puedan mezclarse con la gasolina sin alterar el bajo precio al consumidor.

El problema subyacente, económico y de institucionalidad, es que el precio de la energía ha crecido aceleradamente en la última década. Debido a esto y al pico de petróleo, aún cuando las energías renovables logren desarrollarse más en la cadena de valor, los precios de la energía a nivel mundial se mantendrán por encima de los precios de la energía en Ecuador. Por ello, la política de subsidios en el sector energético continuará introduciendo presiones a las arcas fiscales del país.

Parte IV
Conclusiones





Parte IV

Conclusiones

7. Conclusiones

Propuesta de Ecuador a la luz de la transición energética global

El crecimiento explosivo de consumo de energía en el mundo después de la Segunda Guerra Mundial, movido por la economía y la población, se ha sustentado en combustibles fósiles, petróleo, gas natural y carbón; estos brindan el 80% de toda la energía primaria consumida en el planeta (IEA, 2008; WB, 2010a). Este crecimiento en consumo energético se dio principalmente en países desarrollados; pero a inicios del siglo XXI son las economías emergentes (China, India y Brasil) y los países en desarrollo los que empiezan a incrementar más su demanda de energía (WB, 2010a).

Esta creciente demanda de energía está impulsada por diversos factores, entre ellos la urbanización. Las ciudades del mundo que albergan a tres mil millones de personas consumen dos tercios de toda la energía global. En los próximos 20 años, cinco mil millones vivirán en ciudades, especialmente en países en desarrollo (WB, 2010a). La urbanización y mayor consumo energético implican mayor demanda de servicios energéticos y de fuentes modernas de energía, donde el transporte es el que más incrementa la demanda de energía mundial.

En América Latina la demanda de energía ha crecido al 2% anual, porcentaje mayor al promedio mundial para el período 1980-2006 (IEA, 2008). Este crecimiento se ha sustentando en combustibles fósiles: petróleo y derivados, gas natural, carbón y coque; 73% de la matriz energética de la región se basa en ellos (OLADE, 2011; 2009). Este aumento del consumo energético en América Latina está principalmente motivado por combustibles para transporte, por energía para servicios comerciales y para industrias.

Con las tendencias de crecimiento económico, urbanización e incremento de la población, la demanda mundial de energía primaria podría llegar a ser alrededor de 900 EJ en 2050 y entre 1200 y 1700 EJ en 2100 (WB, 2010a, IIASA, 2009). Esto significa que prácticamente se triplicaría durante el presente siglo. El problema radica en que el crecimiento de la energía sustentado en combustibles fósiles ha traído como consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente CO_2, entre otros contaminantes.

El nivel de emisiones de GEI en la atmósfera está ocasionando cambios en el sistema climático de nuestro planeta (WB, 2010a; Friedlingstein, 2010). Por ello, dotar de energía moderna y limpia en el siglo actual al tiempo que se mitiga el cambio climático, es esencial para evitar daños irreversibles al sistema climático global. Esta meta requiere de una transición energética global: reducciones masivas en la demanda total de energía y cambios en la matriz energética por medio de su diversificación a base de energías de carácter sustentable (Lior, 2010; WB, 2010a).

Estos dos objetivos se complican puesto que la matriz energética global está en un 80% constituida por combustibles fósiles y se requiere dotar de energía moderna a los cerca de tres mil millones de personas sin acceso a servicios energéticos modernos como electricidad y combustibles limpios y eficientes para cocción. El reto es proveer a todos de servicios energéticos y al mismo tiempo reducir las emisiones de GEI a la mitad de los niveles actuales (IIASA, 2009; WB, 2010a).

Por lo tanto, se requiere una transición energética que comience inmediatamente y que mueva una inversión a nivel global significativa para descarbonizar el sector energético. Esta transición tiene diferentes visiones sobre el rol de las energías renovables o de las energías tradicionales (combustibles fósiles apoyados con captura y almacenamiento de carbono) para sustentar una matriz energética futura que no ponga en riesgo el sistema climático del planeta (gráfico 12).

El reto de la mitigación del cambio climático ha permitido la creación de acuerdos multilaterales e instrumentos para promover la adopción de tecnologías de fuentes de energía renovable. En el caso de Ecuador, ya se ha aprovechado este mecanismo para 25 proyectos financiados bajo el MDL, once para hidroeléctricas (contribuyendo una potencia de 616 MW), dos para bioenergía (56 MW) y dos de energía eólica (8 MW). Ecuador ocupa el puesto número diez a nivel mundial de los países con mayor número de proyectos hidroeléctricos facilitados con financiamiento del MDL.

Sin embargo, el país no ha podido aprovechar estos mecanismos y fondos internacionales para financiar otro tipo de fuentes de energía renovable, como sí lo ha hecho Perú en el caso de la energía solar con dos proyectos que aportarían 40 MW (Fenhann, 2011). Aún si se cumple con la meta de mitigación de emisiones para limitar el calentamiento promedio del planeta a máximo 2°C, varios impactos y consecuencias resultados de la modificación del clima ocurrirán. En América Latina, el cambio climático puede ocasionar un mayor estrés hídrico afectando el suministro de agua y la generación hidroeléctrica (Magrin et al 2007; Vergara 2005). Esto es crítico pues la matriz eléctrica de la región depende mayoritariamente de este tipo de energía para la generación.

Puesto que los países necesitan prepararse y adaptarse a lo inevitable (WB, 2010b), empezar a pensar en estrategias y medidas de adaptación al cambio climático para el sector energético se convierte en un requerimiento estratégico de la política energética.

El segundo factor clave que configura la transición energética es el pico petrolero. Este fenómeno se manifiesta en que los campos de petróleo más grandes y accesibles del mundo empiezan a decaer en su producción. Por esto, la producción se extiende a campos en fronteras de extracción donde ésta resulta más difícil y costosa, o a combustibles fósiles no convencionales de mayores costos de extracción (Almeida y Silva, 2009).

A pesar de la disponibilidad de combustibles fósiles no convencionales, el limitante más fuerte a la producción de petróleo no es el fin de las reservas o recursos existentes, que incluyen petróleo convencional y no convencional; sino la limitante física de la atmósfera como un sumidero de carbono cuyos términos no se pueden sobrepasar sin interferir con la estabilidad climática del planeta de forma peligrosa (Lior, 2010; Verbruggen y Marchochi, 2010).

Existe un punto vital al hablar sobre el pico petrolero como factor en la transición energética y es que no es lo mismo enfrentarlo para un país exportador de petróleo que para un país importador de petróleo. Para los países importadores la subida de los precios del crudo en la última década

(gráfico 10) creó incentivos para el desarrollo de nuevas tecnologías que aprovechan otras fuentes de energía renovable.

Sin embargo, estos precios altos en países exportadores pueden originar un desincentivo al desarrollo de nuevas tecnologías. Es decir, un incentivo a desarrollar más reservas petroleras, exportar más petróleo y derivados, generar mayores recursos fiscales, que se gasten en subsidios energéticos, y mantener una matriz energética mayoritaria en hidrocarburos. Este puede ser el caso de los países andinos con mayores reservas de petróleo Venezuela y Ecuador (OPEC, 2011) y también se aplica al gas natural.

Un tercer factor en la transición energética es la creciente preocupación por la seguridad energética a nivel mundial entendida como disponibilidad, confiabilidad, accesibilidad y sostenibilidad de las fuentes de energía por parte de los consumidores y ciudadanos mientras se reducen los riesgos físicos, económicos, sociales y ambientales en la provisión de energía (UNEP, 2011; Chester, 2010).

Estos tres factores, la mitigación del cambio climático, el pico del petróleo y la seguridad energética configuran las bases para la visión de una transición energética donde la matriz se sustente en fuentes de energía renovable. Esta visión se manifiesta en el último informe del IPCC (2011) dedicado exclusivamente al estudio de fuentes de energía renovable donde se propone que, en el escenario más ambicioso, cerca del 77% de la matriz energética mundial sea alimentada por el uso de fuentes de energía renovable en el 2050. Estas fuentes de energía renovable tienen el potencial de proveer múltiples beneficios como mejoras ambientales, acceso a energía para áreas rurales y mejor seguridad energética al diversificar las tecnologías y fuentes en la matriz (Mitchell et al., 2011).

La transición energética se manifiesta en las crecientes inversiones en fuentes de energía renovable que alcanzaron la cifra récord de USD 243 miles de millones en 2010, a pesar de la crisis financiera global a mediados de 2008, y crecieron a una tasa del 33% entre 2002 y 2009 (UNEP, 2011). También empieza a manifestarse en el ingreso de grandes empresas tradicionales petroleras y de energía al desarrollo de tecnologías y proyectos de fuentes de energía renovable (REN 21 2011). Además, las tecnologías se están desarrollando más rápidamente y se están fabricando en mayor escala los dispositivos para el aprovechamiento de fuentes de energías renovables.

A la luz de esta realidad y la propuesta del IPCC con carácter global, este trabajo se planteó como hipótesis que una matriz energética con mayor diversificación y descentralización de fuentes que la que plantea la política oficial podría aportar una mejor seguridad energética y mayores beneficios ambientales al Ecuador. Del análisis de la matriz energética de Ecuador y la propuesta oficial vigente, se llegó a las siguientes conclusiones.

Ecuador es un país en desarrollo que por la explotación petrolera empezó la modernización de su economía, moviéndose hacia un mayor crecimiento económico y consumo energético. Resultado de ello, Ecuador ha tenido una demanda de energía creciente y una modernización de su matriz energética que constituyó a los combustibles fósiles en la fuente principal de energía para el país.

El crecimiento del consumo de energía y la modernización de las fuentes de energía se puede explicar parcialmente por la urbanización de la población y el crecimiento de la economía. El transporte ha sido el principal motor de la creciente demanda de energía, al igual que en toda América Latina y a nivel mundial. Sin embargo, la modernización de la matriz energética se ha basado sólo en dos fuentes: petróleo e hidroelectricidad. En 2008, el petróleo representó el 84% de la matriz energética del país y la hidroelectricidad el 59% de la matriz eléctrica; las termoeléctricas el 38%, mientras que otras fuentes de energía renovable como solar, eólica y geotérmica no representaron ni el 1% (OLADE, 2011; Conelec, 2010).

Un elemento clave de política y con fuerte influencia en la matriz energética en Ecuador son los subsidios a derivados de petróleo. La existencia de estos subsidios provoca que el país experimente un crecimiento mayor que los demás países andinos en su demanda de energía, en especial en el transporte. Este crecimiento en la energía no se debe en esencia a un uso más productivo y eficiente de la energía en el desarrollo de actividades de alto valor agregado, sino a un consumo mayor en energía para transporte y en el ámbito residencial.

El subsidio ha introducido una lógica de ineficiencia en el consumo energético y presiona al país para ampliar cada vez más las fuentes energéticas sin consideraciones de uso apropiado (MEM, 2007). En el largo plazo, y desde una perspectiva sistémica, no se puede hablar de un cambio de matriz energética y de la transición a un país post petrolero sin revisar la política de subsidios.

Los subsidios generan impactos ambientales por el creciente uso de derivados de petróleo y por la presión que añaden a la demanda y a su correspondiente necesidad de ampliar las fuentes energéticas. Tanto el incremento del consumo como de la infraestructura, aumentan la emisión de contaminantes primarios, con afectación a la calidad de aire local y regional, y de GEI. La expansión de sistemas de generación, que ocurre frecuentemente en zonas de sensibilidad ecológica, afecta a la biodiversidad y a la calidad del recurso hídrico.

La propuesta estatal para el cambio de matriz energética tiene como estrategia principal en el sector eléctrico impulsar el desarrollo de grandes centrales, sobre todo en la vertiente amazónica. Esta estrategia se manifiesta en la planificación de la expansión de la generación eléctrica para el período 2009-2020, pues el 86% de la expansión planificada será a base de fuentes hidroeléctricas (Conelec, 2009). De esta expansión, el 32% se centrará en una sola central hidroeléctrica, Coca Codo Sinclair (1500 MW). La tendencia que sigue la planificación energética del país conduce a una matriz eléctrica que continúa con dependencia en la generación hidroeléctrica y en pocas centrales grandes de este tipo, de las cuales la mayoría estarían en la vertiente amazónica.

Esta planificación no garantiza la meta 4.3.3. del PNBV sobre alcanzar un 6% de fuentes de energía renovable diferentes de la hidroelectricidad en la matriz eléctrica, puesto que la matriz futura delineada en el PME a 2020 tendría menos del 1% de energía proveniente de fuentes eólica, solar y biomasa.

Esta estrategia es vulnerable por concentrar la mayor parte de la generación hidroeléctrica en la vertiente amazónica y por impactos que el cambio climático ocasione sobre el agua. En el primer caso, la dificultad radica en que la época lluviosa de las plantas ubicadas en la vertiente amazónica va desde abril a julio. Pero los meses de mayor demanda de energía eléctrica en Ecuador son de octubre a diciembre. Por ello, durante los meses de mayor demanda de energía, las plantas hidroeléctricas de la vertiente amazónica no tienen suficiente caudal para aprovechar todo su potencial. Esta realidad ha originado apagones y falta de suministro eléctrico en años como 2009 (Conelec, 2007, 2010).

En el segundo caso, el cambio climático puede afectar la escorrentía, el caudal, la erosión y la sedimentación de los ríos, y los ecosistemas claves en la provisión de servicios ambientales hídricos, afectando a la generación hidroeléctrica (Vergara, 2005; Hofstede, 2009; Buytaert, 2010; Castro, 2011; Ebinger y Vergara, 2011). Estos efectos originarían una reducción de la energía de base y un aumento de la variabilidad e incertidumbre en la generación hidroeléctrica (Ebinger y Vergara, 2011).

Las actividades volcánica y sísmica también pueden afectar las instalaciones y funcionamiento de centrales hidroeléctricas. Por ejemplo en el año 2009, el complejo Agoyán – San Francisco paralizó las operaciones de la central San Francisco ante el aumento de la actividad del volcán Tungurahua. (Villavicencio *com pers*).

En el transporte no existe un documento oficial específico sobre su planificación, como sí ocurre en la electricidad con el Plan Maestro de Electrificación. Esto es crítico si se considera que este sector es el de mayor consumo de energía y crecimiento. La apuesta estatal en este sentido consiste en incrementar la producción de derivados de petróleo con la nueva refinería del Pacífico ya la ampliación de la refinería de Esmeraldas como estrategia para abastecimiento del transporte.

Sin embargo, esta estrategia profundiza el uso del petróleo y se convierte en válida a mediano plazo porque permite reducir la importación de costosos derivados para uso interno y apunta a convertir a Ecuador en un país exportador de derivados (MEM, 2007). Pero, en el largo plazo, tan sólo profundiza la dependencia en una fuente energética y no comprende otras fuentes opcionadas para afrontar el fin de la era petrolera en el país en los próximos 20 años (Laherrère, 2008). En el transporte existen otras iniciativas estatales para uso de gas natural y de biocombustibles y diversificar la matriz energética del sector, pero por la falta de información detallada de los proyectos no se pudo evaluar su solidez.

En resumen, la propuesta oficial de cambio de matriz energética oficial representa la profundización de las dos fuentes energéticas convencionales que ha tenido Ecuador: agua y petróleo. Por ello, pensar en una mayor diversificación a base de fuentes de energía renovable, diferentes de la hidroelectricidad, constituye una alternativa para la adaptación al cambio climático, y la mejora de la seguridad energética. De igual forma, se requiere pensar en alternativas para el transporte.

Fuentes de energía renovable para la matriz energética de Ecuador

A base del estado de desarrollo[26] y de la comparación de rangos de costos globales respecto a los precios reconocidos a la generación de electricidad en Ecuador, las tecnologías de fuentes de energía renovable de mayor potencial en el país son: la energía geotérmica con tecnologías de plantas de vapor flash (*condensing flash plants*) y plantas de ciclo binario (*binary cycle plants*); la bioenergía con tecnología de combustión combinada (*co-firing*), los sistemas solares de generación eléctrica a base de energía térmica concentrada (CSP), módulos fotovoltaicos PV tanto para uso residencial y comercial, como a gran escala; y turbinas en tierra para energía eólica.

Esta priorización realizada con la limitada información disponible sobre las tecnologías de fuentes de energía renovable en el Ecuador, permitió identificar de forma general las tecnologías que merecen una mayor atención y prometen un probable desarrollo en el país.

De las tecnologías priorizadas, los sistemas solares de generación eléctrica a base de energía térmica concentrada (CSP) no se encuentran contemplados en la actual regulación de precios preferentes de abril del 2011 del Conelec. De allí se desprende que esta tecnología debería ser incluida en dicha regulación. A pesar del naciente desarrollo de algunas aplicaciones de esta tecnología, el impulso dado a nivel internacional (en especial en Europa, Estados Unidos y África) y los desarrollos tecnológicos futuros, asociados a reducción de costos (Viebahn et al., 2011), hacen interesante la opción de incluirla en la regulación con la finalidad de dejar abierta la puerta para promover oportunidades de inversión y desarrollo tecnológico de CSP en el país.

La energía geotérmica es una opción de alta viabilidad para la diversificación de la matriz energética de Ecuador, por el potencial de generación de electricidad de base que ofrece, manifestado en factores de planta altos del 60% al 90% (Bruckner et al., 2011). Como energía de base puede complementar la variabilidad de la hidroelectricidad de la vertiente amazónica y posee un poten-

26 Por estado de desarrollo tecnológico se comprende el lugar en la cadena de desarrollo tecnológico en la cual se encuentra determinada tecnología de fuentes de energía renovable. Aquellas que se encuentran de la fase de despliegue y utilización en adelante se han considerado como las más viables para Ecuador ya que existen prototipos y diseños comerciales desarrollados para su aprovechamiento.

cial instalable cercano a 534 MW en tres sitios, Tufiño-Chiles (139 MW), Chachimbiro (113 MW) y Chalupas (282) (Conelec, 2009).

En bioenergía, la generación de electricidad con residuos agrícolas, concretamente la cascarilla de arroz, es una opción factible para utilizar este recurso en vez de quemarlo al aire libre o disponerlo en quebradas (Neira et al., 2006). Ello se lo puede realizar mediante las tecnologías encontradas económicamente viables: combustión combinada (*co-firing*) y cogeneración de electricidad y calor CHP. Utilizar esta biomasa para generar calor podría reducir el consumo de alrededor de 27 millones de galones de diesel por año.

Puesto que los factores de planta de las tecnologías de bioenergía para generar electricidad son altos, entre el 55% y el 80% (Bruckner et al., 2011), esta energía puede convertirse en una energía de base y apoyo a la hidroelectricidad para diversificar la matriz energética. Existen varios retos para consolidar su potencial de energía de base e incrementar los bajos factores de planta que presentan en Ecuador, de menos del 30%. Uno de estos retos es obtener una provisión de varios tipos de residuos agrícolas para generar durante todo el año (e.g. logística y transporte de residuos agrícolas).

Para subir los factores de planta el reto es identificar tecnologías que puedan procesar varios tipos de residuos de biomasa. Si esto no fuera factible, la opción válida restante es programar la producción con biomasa como alternativa para complementar la generación durante las horas pico de demanda de electricidad en los periodos de estiaje en la cordillera oriental. Con esto se podría disminuir la producción de termoeléctricas.

En energía solar, tanto plantas de módulos PV como la opción CSP presentan oportunidades en Ecuador. La segunda presenta menos sitios con condiciones apropiados para su desarrollo, por ejemplo, el cantón Macará al sur de Loja. Las tecnologías de energía solar son más variables y presentan factores de planta menores al 40%, por lo cual, no pueden ser energía de base sino complemento.

La energía eólica presenta zonas con un buen potencial para generación con turbinas en las crestas de montañas y en emplazamientos cerca de la costa. Entre estos sitios está el cerro Villonaco en Loja, considerado en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. Por su naturaleza intermitente en la generación estas tecnologías tienen bajos factores de planta, por lo cual, son un complemento a la generación eléctrica y no una energía de base.

Con el desarrollo de los proyectos geotérmicos comentados (534 MW), con una contribución extra de energías eólicas a través de la ampliación de Villonaco de los 15 MW planteados en el PME a 40 MW, y con el desarrollo del proyecto eólico Salinas (15 MW), se proyecta que la matriz eléctrica alcance el objetivo 4.3.3 del PNBV para 2020, con lo que las fuentes renovables distintas a la hidroelectricidad llegarían al 6% del total de capacidad instalada. Esta meta es conservadora respecto al potencial y los beneficios de las fuentes de energía renovable que se han sustentado en este trabajo.

Así mismo, ha quedado en evidencia que, a corto y mediano plazo, se debe priorizar el desarrollo y la inversión en la energía geotérmica dentro del Plan Maestro de Electrificación, antes que los proyectos hidroeléctricos pendientes. Y como otra energía de base, enfocar la inversión en la bioenergía de cogeneración con residuos agrícolas.

En energía para transporte, en el corto plazo, una opción técnicamente viable son los biocombustibles de primera generación pero por sus impactos ambientales y sociales, su desarrollo en Ecuador debe ser analizado detenidamente. Respecto a los costos, mientras perduren los subsidios a derivados de petróleo (por lo menos en los niveles actuales), se requerirá también subsidiar los biocombustibles para que sean competitivos o por lo menos para que alcancen las metas propuestas de mezclarse con la gasolina sin alterar el bajo precio que esta tiene.

Los impactos en cambios de uso del suelo directos e indirectos de los biocombustibles disminuyen los beneficios ambientales de reducción de emisiones de GEI que pueden aportar, inclusive estos beneficios pueden ser nulos o generar una emisión neta de GEI (Sathaye et al., 2011). Los biocombustibles de primera generación tienen mayor demanda de agua por unidad de energía que los combustibles fósiles como gasolina y diesel (Mulder et al., 2010).

Además, los monocultivos de palma para exportación de aceite usado en biodiesel han originado conflictos sociales y ambientales por desplazamiento de poblaciones, deforestación y contaminación de aguas. Las iniciativas para promover biocombustibles a base de caña de azúcar requieren evaluarse a la luz de estos impactos y, de proceder con estos proyectos, se requiere un adecuado ordenamiento territorial y regulación de uso del suelo, deforestación y agua. Esto requerirá de formulación de política energética no sólo a nivel de un ministerio sino una coordinación interinstitucional amplia entre diversas entidades del gobierno central y gobiernos locales.

La investigación en biocombustibles de segunda generación ofrece mayores perspectivas pero es una tecnología no desarrollada a precios competitivos (Carriquiri et al., 2011). Se ha comprobado que cultivos como el piñón para producir aceite de biodiesel, en tierras marginales pueden originar menores impactos ambientales que otras opciones. En este punto, se requieren más investigaciones y estudios que evalúen la sustentabilidad y los impactos en emisiones de GEI, aire y agua de estos biocombustibles y los de primera generación.

Otra opción de energía para transporte es la electrificación, tanto a través de sistemas centralizados de transporte (e.g. trolebús, futuro metro de Quito) como en vehículos de uso privado (e.g. nuevos prototipos de vehículos eléctricos e híbridos). Sin embargo, a nivel internacional el desarrollo de tecnología y fabricación de esta alternativa se encuentran retrasados respecto del volumen requerido para diversificar la matriz energética con fines de mitigación del cambio climático (IEA, 2011a).

Si se procede con esta alternativa se requerirá importar los automóviles y sujetarse al ritmo y evolución de esta industria. La energía de base para esta opción es la electricidad, por lo que se requerirá mayor expansión del sector eléctrico. Esta expansión se la puede realizar con las fuentes de energía renovables propuestas. Para transporte marítimo y terrestre, los biocombustibles son una opción más alentadora. Una limitante a la electrificación del transporte es que, por las características de potencia de los motores de barcos y aviones, no es factible aún promover su electrificación (Kriegler et al., 2011).

Las fuentes de energía renovable priorizadas en esta investigación para Ecuador pueden aportar beneficios ambientales en reducción de emisiones de GEI y de contaminantes primarios. Esta última mejora la calidad del aire en las ciudades y disminuye el riesgo de enfermedades respiratorias, de piel y vasculares relacionadas a la contaminación.

Las tecnologías de fuentes de energía renovable tienen otros impactos ambientales que necesitan ser considerados al momento de promover su masificación, y mitigados en la implementación de los proyectos. En el caso de la geotermia, se puede afectar la calidad del agua superficial y subterránea a través de fugas de fluidos geotérmicos. Las plantas solares CSP demandan un uso de agua mayor al de otras tecnologías de energías renovables. Por ello, su implementación en zonas de tensión hídrica como el sur de Loja puede verse limitada por este factor ambiental y de trascendencia social al competir con caudales utilizados para riego y consumo doméstico.

Las plantas a gran escala de paneles PV pueden ocasionar cambios en la vegetación circundante por efectos de sombra. Las turbinas de energía eólica pueden ser objeto de colisiones de aves y murciélagos. La combustión de biomasa produce emisiones de contaminantes primarios a la atmósfera mayor que el resto de tecnologías de energías renovables. Estas emisiones pueden ser

similares a las del gas natural y petróleo para el caso de los óxidos de nitrógeno (NOx) e incluso mayores para material particulado (PM). El consumo de agua de estas plantas es similar al de termoeléctricas (Sathaye et al., 2011).

Se ha evidenciado que aunque las energías renovables ofrecen ventajas ambientales sobre la generación con combustibles fósiles, también presentan impactos. Es necesario manejar estos impactos a través de las herramientas existentes, como planes de manejo ambiental, adquirir tecnología, conocimientos y experiencias sobre mitigación y reforzar la institucionalidad para un manejo ambiental apropiado.

Políticas e institucionalidad para una matriz energética más diversificada

La transformación de la matriz energética del país no sólo requiere la adopción de instrumentos de política sino el cambio en la planificación y estructuras que han configurado una matriz centrada en petróleo e hidroelectricidad. Entre los elementos analizados que han llevado a dicha configuración están: la falta de un claro lineamiento de política y matriz energética a largo plazo; la falta de armonización entre la planificación estatal, la visión del PNBV y la ejecución de actividades por parte de las entidades del sector energético; la gobernanza jerárquica del sector; la estructura de subsidios a la energía: y la falta de desarrollo de tecnologías de energías renovables.

La matriz energética de Ecuador se configura bajo una lógica de alto crecimiento en la demanda de energía, sin consideraciones de eficiencia, movida por el consumo de servicios de bajo valor agregado y en ámbito residencial. Este creciente consumo se ha sustentado en la oferta energética originada en combustibles fósiles e hidroelectricidad. Las tendencias actuales de política y planificación del sector energético, si bien introducen logros en determinados puntos de la gestión en cada rama del sector, no delinean una política de transformación de la matriz energética. Esto se manifiesta en que la política y planificación energética no apuntan a un cambio sino a la ampliación del uso de la hidroelectricidad y el petróleo.

Puesto que el concepto de matriz energética es en esencia un concepto sistémico, una política energética no puede abordar aisladamente los distintos componentes del sistema. Se requiere una visión integral, que permita tener en cuenta las interacciones, las retroalimentaciones, y contradicciones que generan las intervenciones con políticas y estrategias sobre los elementos del sistema.

El reto se vuelve más grande cuando se comprende que el sector energético y su política tienen interacciones con otros sectores como son agricultura, medio ambiente, agua, producción, empleo y planificación urbana. Por lo tanto, una institucionalidad y gobernanza que no compartimente el sector, sino que conciba sistémicamente política y planificación, puede ayudar en la transición hacia una matriz más diversificada.

Es necesario empezar la construcción de un plan estratégico y a largo plazo de toda la matriz energética desde la visión sistémica que integre toda la cadena de producción de la energía y las interrelaciones con otros sectores. Dicho plan debe estar armonizado a la visión y a los objetivos específicos del PNBV y contener estrategias, actividades y proyectos que delineen la transición de la matriz energética y su aporte a la construcción de un país post-petrolero como consta en la visión del PNBV.

Una política de impulso al desarrollo de las fuentes de energía renovable no convencionales exige replantear los criterios y modelos de evaluación de alternativas de desarrollo del sector energético. Nuevos conceptos, enfoques y metodologías son necesarios para corregir esta distorsión y, sobre todo, para incorporar en el análisis los efectos externos, ambientales, económicos, tecnológicos y sociales en la evaluación de las diversas opciones.

Otro gran reto es pensar en la institucionalidad y la gobernanza que puedan superar la falta de armonización entre la planificación y ejecución de actividades de cada entidad del sector energético. En este sentido, una co-gobernanza del sector energético como existe en Perú y Colombia puede apoyar a una mayor diversificación de la matriz energética y a un uso más eficiente de la energía (Fontaine, 2011).

Respecto a los subsidios a derivados de petróleo, es recomendable pensar y evaluar lo que esta política ha ocasionado en el país. Se ha argumentado que introducen una lógica de ineficiencia en el creciente consumo de energía, una política energética de incremento de fuentes sin consideraciones de uso apropiado, impactos ambientales y malgasto de los recursos fiscales a expensas de inversión necesaria en sectores sociales, económicos y ambientales.

Por ello, se recomienda modificar la política de subsidios para su eliminación gradual o por lo menos una focalización. De mantenerse o focalizarse los mismos, el reto consistirá en que no afecten la autogeneración y disponibilidad de recursos financieros del sector energético y no continúen siendo un incentivo al uso ineficiente de energía y al consumo.

Entonces, el sector energético podrá apalancar con mayor facilidad recursos fiscales para financiar su expansión. Incluso con el desarrollo de tecnologías de fuentes de energía renovable no es probable que los precios de la energía retornen a niveles tan bajos como los de 1979 (gráfico 13), cuando se fijó en Ecuador la política de subsidios y el bajo precio de la energía.

El reto relacionado con la falta de desarrollo, a nivel global y nacional, de tecnologías de fuentes de energías renovables es un factor exógeno y que cada vez se ve más solucionado en la escala global. Dicho desarrollo tiene un dinamismo no visto en el pasado. Este dinamismo está disminuyendo los costos de la generación de energía con estas tecnologías (gráfico 31), aumenta el volumen de fabricación de sus equipos e insumos y las difunde a nivel global.

Por lo tanto, los costos caen y aumenta la rentabilidad de estas tecnologías, con lo cual la inversión privada se mueve a este sector. Otro reto es la construcción de capacidades tecnológicas en el país. La transferencia de tecnología involucra no sólo la transferencia de infraestructura, sino del conocimiento y capacidades de operación de dicha tecnología. Al respecto la Secretaría Nacional de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (Senescyt) ha iniciando iniciativas como la Red Ecuatoriana de Energía.

El papel de las fuentes de energía renovable va más allá del aporte energético. El desarrollo de estas tecnologías debe enfocarse en el marco de un proceso de innovación y desarrollo tecnológicos con efectos multiplicadores que trascienden el campo energético. La introducción de tecnologías energéticas puede desencadenar un círculo virtuoso de desarrollo con la apertura de nichos y oportunidades en diversas actividades (medición de los recursos, diseño, ingeniería, servicios, mantenimiento, fabricación local de componentes) que gradualmente pueden ser explotadas por agentes económicos (IPCC, 2011).

La configuración de una política energética en Ecuador, modificando los factores identificados como contrarios a un verdadero cambio de matriz energética, requiere avanzar paralelamente con reformas e iniciativas en todos los elementos mencionados. Tan sólo modificar un elemento sin considerar otros puede originar más distorsiones o introducir muy poco progreso.

Un factor externo con un peso creciente son los altos precios en la energía que el pico petrolero ocasione. Dichos precios, para países exportadores de crudo como Ecuador, incentivan a desarrollar más reservas petroleras, exportar más petróleo y derivados, generar mayores recursos fiscales que se gasten en subsidios energéticos, y mantener una matriz energética mayoritaria en hidrocarburos. Sin embargo, dicha amenaza puede convertirse en una oportunidad si la visión apropiada, institucionalidad y política energética se ponen en marcha para aprovechar los altos precios en la reinversión de excedentes para la transición energética.

Esta propuesta de política energética y fiscal puede determinar las acciones necesarias para pasar a un país post-petrolero con un cambio de matriz energética, según la visión del PNBV. Además, se debe aprovechar mejor el financiamiento internacional en torno a tecnologías de fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático.

Finalmente, la reestructuración de la política de subsidios ayuda a evitar la ineficiencia energética y un crecimiento mayor de la demanda, evitando la extensión de impactos ambientales adicionales. Sin embargo, se requerirá ampliar la oferta energética y sustituir la antigua generación termoeléctrica. Por ello, aún cuando se lo realice con las tecnologías de fuentes de energías renovables recomendadas en la presente investigación, éstas presentan impactos ambientales que se pueden volver significativos al aumentar la escala y el número de plantas de generación.

Es necesario mejorar el conocimiento y el manejo de dichos impactos para aplicarlos eficazmente en los estudios de impacto ambiental y sus respectivos planes de manejo. Más allá, en la política e institucionalidad del sector energético la adopción de una visión sistémica de la energía-ambiente y desarrollo permitirá evaluar mejor los impactos de los proyectos, mitigarlos y diseñar una planificación alternativa.

Visión para la matriz energética ecuatoriana

La planificación estratégica y a largo plazo de la matriz energética debe promover no sólo un cambio tecnológico y de infraestructura, sino un cambio de visión y concepto de los sistemas energéticos. Este cambio de visión debe trascender la concepción tradicional de preferir el desarrollo de grandes proyectos centralizados de generación de energía (e.g. grandes centrales hidroeléctricas, de carbón, diesel o nucleares) sobre sistemas de centrales descentralizadas (o distribuidas) en base a fuentes de energía renovable.

Los sistemas diversificados y descentralizados de generación ofrecen a la matriz energética ventajas como: menor concentración de la generación, menores riesgos frente a fenómenos naturales y al cambio climático y una provisión estable de energía.

Esta visión puede concretarse no sólo en la incorporación de centrales medianas y pequeñas sino en la provisión de energía autónoma en edificios y hogares de las ciudades. De esta manera, los consumidores finales pueden convertirse en generadores de su electricidad a base de una gama de tecnologías a pequeña escala y contribuir a la descentralización, diversificación y seguridad de la matriz energética (Ebinger y Vergara, 2011).

La transición a sistemas energéticos descentralizados implica algunos retos desde la perspectiva tecnológica y de infraestructura de transmisión como son el desarrollo del manejo activo de redes de distribución de electricidad a través de infraestructura de información, comunicación y control como, por ejemplo, la propuesta de grilla inteligente (smart grid) en EEUU y Europa (Lindley, 2010).

Para la sustitución del petróleo como fuente principal de energía se pueden describir tres escenarios posibles respecto a la reorganización de los sistemas energéticos en torno a la sustitución de los combustibles fósiles. El primero es el uso extensivo de bioenergía para abastecer a la demanda energética no eléctrica (e.g. combustibles para transporte), en especial el uso de biocombustibles. El segundo escenario es la producción de combustibles y almacenadores de energía con tecnologías renovables diferentes de biomasa. Y el tercero es el de electrificar una parte del transporte y de la calefacción (Kriegler, 2011).

Estos escenarios nacen de la visión internacional de transformación de la matriz energética. El principal reto para Ecuador y otros países en desarrollo es reflexionar sobre cuál es su situación frente a esta realidad. ¿Se visualiza al país realizando una adopción pasiva y sin planificación de sistemas y tendencias desarrolladas a nivel global?, ¿es posible tener un nivel de autodetermina-

ción como país en estas propuestas y adoptar políticas y planificación energéticas que adapten las propuestas de tecnologías de fuentes de energía renovable a la visión e intereses nacionales?

8. Recomendaciones de política

- Con la finalidad de diversificar la matriz eléctrica y otorgar mayor seguridad energética al país se recomienda priorizar en el Plan Maestro de Electrificación el desarrollo de la energía geotérmica y, por ende, la inversión estatal en esta fuente renovable. Inclusive cabe darle prioridad en lugar de los proyectos hidroeléctricos pendientes. Otra energía de base que puede complementar a las hidroeléctricas es la bioenergía en cogeneración con residuos agrícolas.
- Se recomienda incluir a la tecnología de sistemas solares de generación eléctrica en base a energía térmica concentrada (CSP) en la Regulación No. CONELEC – 004/11 sobre precios preferentes para incentivar la generación eléctrica con energías no convencionales.
- Las tecnologías de fuentes de energía renovable tienen impactos ambientales específicos que necesitan ser considerados al momento de promover su masificación y deben ser mitigados. Por ello se recomienda reforzar la institucionalidad ambiental del sector eléctrico para cumplir con un manejo ambiental apropiado.
- Las políticas, estrategias y proyectos para promoción de biocombustibles de primera generación deben ser revisadas a la luz de sus impactos ambientales y sociales con mayores investigaciones y estudios que evalúen la sustentabilidad e impactos en gases de efecto invernadero, aire y agua. Se recomienda explorar los biocombustibles de segunda generación porque prometen menores impactos ambientales.
- Formular política pública en torno a la construcción de capacidades y conocimiento en el país para la transferencia y desarrollo propio de tecnologías en fuentes de energía renovable.
- Construir un plan estratégico de la matriz energética desde una visión sistémica que integre toda la cadena de producción de la energía y las interrelaciones con otros sectores. Dicho plan debe estar armonizado con la visión y los objetivos específicos del PNBV y debe contener estrategias, actividades y proyectos para delinear la transición de la matriz energética y su aporte a un país post-petrolero.
- Armonizar el Plan Maestro de Electrificación con el objetivo 4.3.3. del PNBV, con la finalidad de alcanzar el 6% de energías renovables diferentes a la hidroelectricidad en la matriz eléctrica en 2013.
- Evaluar los beneficios y costos de la política de subsidios a derivados de petróleo en Ecuador con la finalidad de plantear su modificación o focalización. En tal caso, evitar que afecten la generación y disponibilidad de recursos financieros para la expansión del sector energético y que continúen siendo un incentivo al uso mayor e ineficiente de energía.
- Realizar evaluaciones estratégicas ambientales de los proyectos hidroeléctricos construidos y en construcción, para mejorar el conocimiento y el manejo de los impactos ambientales.
- Realizar evaluaciones estratégicas ambientales de los proyectos de energías renovables en Galápagos para mejorar el conocimiento y el manejo de los impactos ambientales de las tecnologías de energía eólica, solar y biocombustibles.
- Adoptar nuevos criterios y modelos de evaluación y priorización de alternativas para el sector energético que incorporen la visión sistémica de interrelaciones de la energía con agricultura, ambiente, agua, producción, empleo y planificación urbana.

Bibliografía

- Adegbulugbe, Anthony, Bernard Aebischer, Somnath Bhattacharjee, Inna Gritsevich, Gilberto Jannuzzi, Tamas Jaszay, Bidyut Baran Saha, Ernst Worrell y Zhou Fengqi (2000). "Energy End-use efficiency". En José Goldemberg (Ed.): *World Energy Assessment. Energy and the challenge of Sustainability*, p. 173-211, Washington D.C., Communications Development Incorporated, 508 p.
- Ahearne, John (2011). "Prospects for nuclear energy". *Energy Economics* 33: 572-580.
- Albán, María Amparo y Helena Cárdenas (2009). "Posibles Impactos en la Sostenibilidad Ambiental, Económica y Social de la Producción de Biodiesel de Aceite de Palma en Ecuador". En Annie Dufey, Giulio Volpi, Daniela Roch Teixeira, Luiz Horta, Andrés Leone, Gerardo Honty, Matthäus Hofmann, María Amparo Albán, Helena Cárdenas y Adrián Rodríguez (Eds.), *Biocombustibles como energía alternativa: Una mirada hacia la región*, p. 45-52, Quito, Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, 67 p.
- Aleklett, Kjell, Mikael Höök, Kristofer Jakobsson, Michael Lardelli, Simon Snowden y Bengt Söderbergh (2010). "The Peak of the Oil Age – Analyzing the world oil production Reference Scenario in World Energy Outlook 2008". *Energy Policy* 38: 1398–1414.
- Alexander, Gary y Godfrey Boyle (2004). "Introducing Renewable Energy". En Godfrey Boyle (Ed.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, p. 2-17 Cambridge, Oxford University Press, The Open University.
- Almeida, Pedro y Pedro Silva (2009). "The peak of oil production – Timings and market recognition". *Energy Policy* 37: 1267–1276.
- Anderson, Dennis (2000). "Energy and Economic Prosperity". En José Goldemberg (Ed.), *World Energy Assessment. Energy and the challengue of Sustainability*, p. 393-414, Washington D.C., Communications Development Incorporated, 508 p.
- Arent, Douglas, Alison Wise y Rachel Gelman (2011). "The status and prospects of renewable energy for combating global warming". *Energy Economics*: 33: 584–593.
- Arvizu, Dan, Palani Balaya, Luisa Cabeza, Terry Hollands, Arnulf Jäger-Waldau, Michio Kondo, Charles Konseibo, Valentin Meleshko, Wesley Stein, Yutaka Tamaura, Honghua Xu y Roberto Zilles (2011). "Direct Solar Energy". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 470-570, Cambridge y New York: Cambridge University Press, 1544 p.

- ASTEC (Asesoría Técnica Cía. Ltda) 2011."Proyecto Hidroeléctrico Agoyán". Disponible en http://www.astec.com.ec/index.php?idSeccion=56, visitado el 12 de septiembre de 2011.
- BCE (Banco Central Ecuador) (2011). "Información Estadística Mensual No.1914 Agosto 2011. Producción Nacional de Petróleo Crudo y sus Derivados". Disponible en www.bce.fin.ec/docs.php?path=/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp, visitado el 15 de septiembre de 2011.
- Bayod-Rújula, Ángel (2009). "Future development of the electricity systems with distributed generation". *Energy* 34: 377-383.
- Bouffard, Francois y Daniel Kirschen (2008). "Centralised and distributed electricity systems". *Energy Policy* 36: 4504-4508.
- Borges, Pedro y Arturo Villavicencio (2004) "Avoiding academic and decorative planning in GHG emissions abatement studies with MCDA: The Peruvian case". *European Journal of Operational Research* 152: 641–654.
- BP, British Petroleum (2011). "Statistical Review of World Energy 2011". Disponible en http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/spreadsheets/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls. visitado el 26 de octubre de 2011.
- BP (British Petroleum) (2009). "Statistical Review of World Energy". Disponible en http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622, visitado el 8 de marzo de 2011.
- Brown, Geoff y John Garnish (2004). "Geothermal Energy". En Godfrey Boyle (Ed.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, 342-383 pp. Cambridge: Oxford University Press. The Open University. 452 p.
- Bruckner, Thomas, Helena Chum, Arnulf Jäger-Waldau, Ånund Killingtveit, Luis Gutiérrez-Negrín, John Nyboer, Walter Musial, Aviel Verbruggen y Ryan Wiser (2011). "Annex III: Cost Table". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 1485-1516, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.
- Buytaert, W, M. Vuille, A. Dewulf, R. Urrutia, A. Karmalkar y R. Celleri (2010). "Uncertainties in Climate Change Projections and Regional Downscaling: implications for water resources management". *Hydrology and Earth System Sciences Discussions* 7: 1821-1848.
- Buytaert, Wouter, Rolando Célleri y Luis Timbe (2009). "Predicting climate change impacts on water resources in the tropical Andes: the effects of GCM uncertainty". *Geophysical Research Letters* 36: 1-11.
- Campbell, Colin y Jean Laherrère (1998). "The end of cheap oil". *Scientific American* 278: 78–83.
- Carriquiri, Miguel, Xiaodong Du y Govinda Timilsina (2011). "Second generation biofuels: Economics and policies". *Energy Policy* 39: 4222–4234.
- Caspary, Georg (2009). "Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia". *Energy Economics*, 31: 443-449.
- Castro, Miguel (2011). "Assessment of Adaptation Measures to Climate Change in the Paute River Watershed and its Hydropower Plants". Master of Science in Sustainable Energy Development Thesis. University of Calgary.

- Centro de Cambio Global (2009). "Informe: Modelación Hidrológica y de Recursos Hídricos en la Cuenca del Río Paute". Pontificia Universidad Católica de Chile. Proyecto adaptación al cambio climático Ecuador. Santiago, Chile.
- Chester, Lynne (2010). "Conceptualising energy security and making explicit its polysemic nature". *Energy Policy* 38: 887-895.
- Chum, Helena, Andre Faaij, José Moreira, Göran Berndes, Parveen Dhamija, Hongmin Dong, Benoît Gabrielle, Alison Goss Eng, Wolfgang Lucht, Maxwell Mapako, Omar Masera Cerutti, Terry McIntyre, Tomoaki Minowa y Kim Pingoud (2011). "Bioenergy". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 282-469, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.
- CIE (Corporación para la Investigación de la Energía) (2008). "Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica". Quito, Conelec.
- Conelec (Consejo Nacional de Electricidad) (2011a). "Estadísticas del Sector Eléctrico". Disponible en http://www.conelec.gob.ec/indicadores/, visitado el 20 de septiembre de 2011.
- Conelec (Consejo Nacional de Electricidad) (2011b) "Regulación No. 004/11. Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales".
- Conelec (Consejo Nacional de Electricidad) (2010). "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano". Período 1990-2008. Quito. CD-ROM.
- Conelec (Consejo Nacional de Electricidad) (2009). "Plan Maestro de Electrificación 2009-2020". Quito, Consejo Nacional de Electricidad Ecuador, 506 p.
- Conelec (Consejo Nacional de Electricidad) (2007). "Plan Maestro de Electrificación 2007-2016". Quito, Consejo Nacional de Electricidad Ecuador, 433 p.
- De la Torre, Augusto, Pablo Fajnzylber y John Nash (2009). *Low Carbon, High Growth: Latin American Responses to Climate Change: An Overview*. Washington, The World Bank, 78 p.
- Duckers, Les (2004). "Wave Energy". En Godfrey Boyle (Ed.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, p. 298-341, Cambridge, Oxford University Press, The Open University.
- Dumanoski, Dianne (2009). *The End of the Long Summer: Why We Must Remake Our Civilization to Survive on a Volatile Earth*. New York, Crown Publishers, 311 p.
- Ebinger, Jane y Walter Vergara (2011). *Climate Impacts on Energy Systems. Key Issues for Energy Sector Adaptation*. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). Washington DC., The World Bank, 178 p.
- El Diario (2010). "Los racionamientos de luz se harán en zonas residenciales, según el Ministro Electricidad", noviembre 5, Nacionales. Disponible en http://www.eldiario.com.ec/noticias-manabi-ecuador/135671-los-racionamientos-de-luz-se-haran-en-zonas-residenciales-segun-el-ministro-de-electricidad/, visitado el 24 de julio de 2010.
- Elbers, Jörg (2010). "La Cumbre Climática de Copenhague versus el cambio climático real". *Letras Verdes* 6: 16-18, mayo de 2010, FLACSO - Ecuador, Quito. Disponible en http://www.flacsoandes.org/dspace/handle/10469/2184, visitado el 12 de octubre de 2011.
- Eisentraut, Anselm (2010). S*ustainable Production of Second-Generation Biofuels: Potential and Perspectives in Major Economies and Developing Countries*. Paris, International Energy Agency, 217 p.

- Elias, Arun (2008). "Energy efficiency in New Zealand's residential sector: A systemic analysis". *Energy Policy* 36: 3278– 3285.
- Eliozondo, Gabriela y Luiz Barroso (2011). "Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy: Emerging Experience in Selected Developing Countries". *Energy and Mining Sector Board Discussion Paper* N. 22. Washington D.C., The World Bank, 45 p.
- Enkvist, Per-Anders, Tomas Nauclér y Jerker Rosander (2007). "A cost curve for greenhouse gas reduction". *The Mckinsey Quarterly* 1: 35-45.
- ESINGECO Cía. Ltda. (2000). "Estudio Expost de Impacto Ambiental del Aprovechamiento Hidroeléctrico Paute en operación "Definitivo"". Hidropaute. Ecuador, No publicado.
- Everett, Bob (2004) "Solar Thermal Energy". En Godfrey Boyle (Ed.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, p. 66-105, Cambridge, Oxford University Press, The Open University.
- Fargione, Joseph, Richard Plevin y Jason Hill (2010). "The Ecological Impact of Biofuels". *The Annual Review of Ecology, Evolution, and Systematics* 41: 351-377.
- Fenhann, Joergen (2011). "CDM Projects by Type. CDM Pipeline database. UNEP Risoe CDM/ JI Pipeline Analysis and Database". Disponible en http://cdmpipeline.org/, visitado el 14 de septiembre de 2011.
- Fontaine, Guillaume (2011). "The effects of governance modes on the energy matrix of Andean countries". Energy Policy, Article in press doi:10.1016/j.enpol.2011.02.064
- Friedlingstein, P, A. Houghton, G. Marland, J. Hackler, T. A. Boden, T. J. Conway, J. G. Canadell, M. R. Raupach, P. Ciais y C. Le Quéré (2010). "Update on CO2 emissions". *Nature Geoscience* 3: 811-812.
- Goldemberg, José y Luiz Prado (2010). "The "decarbonization" of the world's energy matrix". *Energy Policy* 38: 3274-3276.
- Goldstein, Barry, Gerardo Hiriart, Ruggero Bertani, Christopher Bromley, Luis Gutiérrez-Negrín, Ernst Huenges, Hirofumi Muraoka, Arni Ragnarsson, Jefferson Tester y Vladimir Zui (2011). "Geothermal Energy". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 571-621, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.
- Graus, Wina, Eliane Blomen y Ernst Worrell (2011). "Global energy efficiency improvement in the long term: a demand- and supply-side perspective". *Energy Efficiency* 4: 435-463.
- Grübler, Arnulf (2008). "Energy Transitions". En Cutler J. Cleveland (Ed.), Encyclopedia of Earth, Washington D.C., Environmental Information Coalition, National Council for Science and Environment.
- Hansen, James (2009). *Storms of My Grandchildren: The Truth About the Coming Climate Catastrophe and Our Last Chance to Save Humanity*. New York, Bloomsbury, 304 p.
- Havlik, Petr, Uwe Schneider, Erwin Schmid, Hannes Bottcher, Steffen Fritz, Rastislav Skalský, Kentaro Aoki, Stéphane De Cara, Georg Kindermann, Florian Kraxner, Sylvain Leduc, Ian McCallum, Aline Mosnier, Timm Sauer y Michael Obersteiner (2011). "Global land-use implications of first and second generation biofuel targets". *Energy Policy* 39: 5690-5702.

- Hegerl, Gabriele, Francis Zwiers, Pascale Braconnot, Nathan Gillett, Yong Luo, Jose Marengo Orsini, Neville Nicholls, Joyce Penner y Peter Stott (2007). "Understanding and Attributing Climate Change". En Henry Leroy Miller, Susan Solomon, Dahe Qin, Martin Manning, Zhelin Chen, Melinda Marquis, Kristen Averyt y Melinda Tignor (Eds.), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, p. 663-746, Cambridge y Nueva York, Cambridge University Press, 996 p.
- Hill, Maureen y Dixon Thompson (2002). "Clean Development Mechanism and Joint Implementation" En Dixon Thompson (Comp), *Tools for Environmental management. A Practical Introduction and Guide*, p. 354-369,. Calgary, University of Calgary Press, 452 p.
- Hofstede, Robert (2009). "El páramo y Cambio Climático: Un ecosistema altamente vulnerable también puede ser espacio de adaptación". Ponencia presentada en el Segundo Congreso Mundial de Páramos, 21 de junio de 2009, en Loja, Ecuador.
- Honty, Gerardo (2011). *Cambio climático: Negociaciones y consecuencias para América Latina*. Montevideo, Coscoroba, 205 p. Disponible en http://www.energiasur.com/publicaciones/index.html, visitado el 12 de octubre de 2011.
- Hoy (2011). "En 2013 se espera llegar al 10% de uso de biodiésel" Hoy, 14 de Julio. Disponible en http://www.hoy.com.ec/noticias-ecuador/en-2013-se-espera-llegar-al-10-de-uso-de-biodiesel-487561.html, visitado el 6 de octubre de 2011.
- Hupa, Mikko (2005). "Interaction of fuels in co-firing in FBC". *Fuel* 84: 1312-1319.
- IEA (International Energy Agency) (2011a). "Clean Energy Progress Report". Paris, OECD/IEA, 67 p.
- IEA (International Energy Agency) (2011b). "Prospect of limiting the global increase in temperature to 2ºC is getting bleaker". Disponible en: http://www.iea.org/index_info.asp?id=1959, visitado el 12 de octubre de 2011.
- IEA (International Energy Agency) (2010a). "World Energy Outlook 2010. Resumen Ejecutivo. Spanish Translation". Paris, OECD/IEA, 17 p.
- IEA (International Energy Agency) (2010b). "Key World Energy Statistics". Paris, OECD/IEA, 78 p. www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2010/key_graphs.pdf visitado el 25 de marzo de 2011.
- IEA (International Energy Agency) (2008). "World Energy Outlook 2008". Paris, OECD/IEA, 569 p.
- IEA (International Energy Agency) (2006). "Renewable Energy: RD&D Priorities. Insights from IEA Technology Programmes". Paris, OECD/IEA, 221 p.
- IIASA (International Institute for Applied System Analysis) (2009). "GGI Scenario Database Ver 2.0". Disponible en http://www.iiasa.ac.at/Research/GGI/DB/, visitado el 5 de abril de 2011.
- IMF, International Monetary Fund (2011). "World Economic Outlook Database, September 2011. Energy". Disponible en http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2011/02/weodata/weorept.aspx?sy=1980&ey=2012&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=001%2C110%2C163%2C119%2C203%2C123%2C998%2C200%2C904%2C901%2C505%2C511%2C205%2C406%2C603&s=POILAPSP%2CPNRGW%2CPOILAPSPW&grp=1&a=1&pr.x=64&pr.y=4, visitado el 14 de noviembre de 2011.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2011). "Summary for Policymakers". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 9-33, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.

- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007a). "Summary for policymakers". En Clair Hanson, Martin Parry, Osvaldo Canziani, Jean Palutikof y Paul van der Linden (Comp.), *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, p. 7-22, Cambridge, Cambridge University Press, 976 p.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007b). "Cambio climático 2007: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático", Rajendra Pachauri y Andy Reisinger (directores de la publicación). Ginebra, IPCC, 104 p.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2000). "Special Report on Emissions Scenarios (SRES)". Nebojsa Nakicenovic y Rob Swart (Eds.). Cambridge: Cambridge University Press. 570 p.
- Janssen, Rainer y Dominik Rutz, (2011). "Sustainability of biofuels in Latin America: Risks and opportunities". *Energy Policy* 39: 5717-5725.
- Journal Oil&Power, (2011). "Wilson Pastor Ministro de Recursos Naturales No Renovables", número 49, Face to Face, octubre, año 5.
- Kammen, Daniel (2004). "Renewable Energy, Taxonomic Overview". En Cutler J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, p. 385-412, Berkeley, Elsevier.
- Klepper, Gernot (2011). "The future of the European Emission Trading System and the Clean Development Mechanism in a post-Kyoto world". *Energy Economics* 33: 687-698.
- Kriegler, Elmar (2011). "Comment". *Energy Economics* 33: 594–596.
- Laherrère, Jean (2008) "Pronóstico de la producción y el consumo de petróleo en Ecuador". Disponible en http://www.crisisenergetica.org/ficheros/LaherrereEcuador2008.pdf, visitado el 12 de julio de 2011.
- Lahmeyer International (2006). "Project Design Document PDD. e7 Galápagos/ San Cristóbal Wind Power Project". CDM, UNFCCC.
- Larkin, Stephen, Janet Ramage y Jonathan Scurlock (2004). "Bioenergy". En Godfrey Boyle (Ed.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, p. 106-147, Cambridge, Oxford University Press, The Open University.
- Lefevre, Nicolas (2010). "Measuring the energy security implications of fossil fuel resource concentration". *Energy Policy* 38: 1635-1644.
- Lescaroux, François (2011). "Dynamics of final sectoral energy demand and aggregate energy intensity". *Energy Policy* 39: 66-82.
- Le Treut, Hervé, Richard Somerville, Ulrich Cubasch, Yihui Ding, Cecile Mauritzen, Abdalah Mokssit, Thomas Peterson y Michale Prather (2007). "Historical Overview of Climate Change" En Henry Leroy Miller, Susan Solomon, Dahe Qin, Martin Manning, Zhelin Chen, Melinda Marquis, Kristen Averyt y Melinda Tignor (Eds.), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, p. 93-128, Cambridge y Nueva York, Cambridge University Press, 996 p.
- Lewis, Anthony, Segen Estefen, John Huckerby, Kwang Soo Lee, Walter Musial, Teresa Pontes y Julio Torres Martinez (2011). "Ocean Energy". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Re-*

port on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, p. 282-469, Cambridge, New York, Cambridge University Press, 1544 p.

- Lindley, David (2010). "The Energy Storage Problem". *Nature*. 463: 18-20.
- Lior, Noam (2010). "Sustainable energy development: The present (2009) situation and possible paths to the future". *Energy* 35: 3976-3994.
- Lovelock, James (2007). *La Venganza de la Tierra: Por qué la Tierra está rebelándose y cómo podemos todavía salvar la humanidad*. Barcelona, Planeta, 249 p.
- Lund, H. y B. Mathiesen (2009). "Energy system analysis of 100% renewable energy systems-The case of Denmark in years 2030 and 2050". *Energy* 34: 524– 531.
- Magrin, Graciela, Carlos García, David Cruz Choque, Juan Carlos Giménez, Ana Moreno, Gustavo Nagy, Carlos Nobre y Alicia Villamizar (2007). "Latin America". En Clair Hanson, Martin Parry, Osvaldo Canziani, Jean Palutikof y Paul van der Linden (Eds.), *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, p. 581-616, Cambridge, Cambridge University Press, 976 p.
- Mantilla, Diego (2009). "Un modelo logístico para la producción petrolera ecuatoriana". Disponible en http://ecuadorsinpetroleo.com/Blog/A6BBBA83-C07A-4CC1-8805-15E5F058B34F.html, visitado el 4 de julio de 2011.
- MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) (2010). "Cambio Climático agrava problemas eléctricos en Ecuador y América Latina". Disponible en http://www.meer.gov.ec/Meer/portal_meer/newsListView.htm?code=607&template=meer.news.info&find=1 visitado el 24 de enero de 2010.
- MA (Millennium Ecosystem Assessment) (2005). "Ecosystems and Human Well-Being: Synthesis Report". Washington, D.C., World Resources Institute.
- MCSE (Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos) (2011). "Sectores". Disponible en: http://www.sectoresestrategicos.gob.ec/portal/web/micse/sectores visitado el 28 de mayo de 2011.
- MEM (Ministerio de Energía y Minas) (2007). "Agenda Energética 2007-2011. Hacia un Sistema Energético Sustentable". Quito, 130 p.
- MRNNR (Ministerio de Recursos Naturales No Renovables) (2011). "Informe a la Nación: Gobierno destaca logros en áreas hidrocarburífera y minera". Disponible en: http://www.mrnnr.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=1128%3Ainforme-a-la-nacion-gobierno-destaca-logros-en-areas-hidrocarburifera-y-minera&catid=3%3Anewsflash&Itemid=133&lang=es visitado el 2 de octubre de 2011.
- Mitchell, Catherine, Janet Sawin, Govind Pokharel, Daniel Kammen, Zhongying Wang, Solomone Fifita, Mark Jaccard, Ole Langniss, Hugo Lucas, Alain Nadai, Ramiro Trujillo Blanco, Eric Usher, Aviel Verbruggen, Rolf Wüstenhagen y Kaoru Yamaguchi (2011). "Policy, Financing and Implementation". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 1262-1396, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.
- Moomaw, William, Peter Burgherr, Garvin Heath, Manfred Lenzen, John Nyboer y Aviel Verbruggen (2011): "Annex II: Methodology". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón

Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 1429-1484, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.

- Mulder, Kenneth, Hagens Nathan y Brendan Fisher (2010). "Burning Water: A Comparative Analysis of the Energy Return". *AMBIO* 39: 30-39.
- Nair, Nirmal-Kumar y Lixi Zhang (2009). "SmartGrid: Future networks for New Zealand power systems incorporating distributed generation". *Energy Policy* 37: 3418–3427.
- Naik, S.N., Vaibhav Goud, Prasant Rout y Ajay Dalai (2010). "Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14: 578–597.
- Neira, David, Berend Van Den Berg, y Francisco De la Torre (2006). *El Mecanismo de Desarrollo Limpio en Ecuador: Un diagnóstico rápido de los retos y oportunidades en el Mercado de Carbono.* Quito, Banco Interamericano de Desarrollo, 100 p.
- NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration) (2011). "Trends in Atmospheric Carbon Dioxide". NOAA Earth System Research Laboratory, Global Monitoring Division. Disponible en http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/, visitado el 13 de octubre de 2011.
- Obernberger, Ingwald y Gerold Thek (2004). *Techno-economic evaluation of selecetd decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries*. Graz, BIOS Bioenergiesysteme GmbH, 79 p.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2011). "Sistema de Información Económica Energética". http://siee.olade.org/siee/default.asp
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2009). "Informe de Estadísticas Energéticas 2009". Año Base 2008. Quito, OLADE, 112 p.
- OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) (2011). "Annual Statistical Bulletin". 2010/2011 Edition. Vienna, OPEC, 104 p.
- Ouyang, Jinlong, Enshen Long y Kazunori Hokao (2010). "Rebound effect in Chinese household energy efficiency and solution for mitigating it". *Energy* 35: 5269-5276.
- Pereira de Lucena, Andre, Roberto Schaeffer y Alexandre Szklo (2010). "Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system". *Global Environmental Change* 20: 342-350.
- Petroecuador (2007). "Informe Estadístico 1972-2006". Quito, Petroecuador, 225 p.
- Ramage, Janet (2004). "Hydroelectricity". En Godfrey Boyle (Ed.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, p. 148-195, Cambridge, Oxford University Press, The Open University.
- REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2011). "Renewables 2011 Global Status Report". Paris, REN 21 Secretariat, 115 p.
- Rogner, Hans-Holger y Anca Popescu (2000). "An Introduction to Energy". En José Goldemberg (Ed.): *World Energy Assessment. Energy and the challengue of Sustainability*, p. 29-38,. Washington D.C., Communications Development Incorporated, 508 p.
- Rüther, Ricardo y Roberto Zilles (2011). "Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil". *Energy Policy* 39: 1027-1030.

- Sathaye, Jayant, Oswaldo Lucon, Atiq Rahman, John Christensen, Fatima Denton, Junichi Fujino, Garvin Heath, Monirul Mirza, Hugh Rudnick, August Schlaepfer y Andrey Shmakin (2011). "Renewable Energy in the Context of Sustainable Energy". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 1019-1154, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.
- Senplades (Secretaría Nacional de Planificación del Desarrollo) (2009). "Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013: Construyendo un Estado Plurinacional e Intercultural". Versión Resumida. Primera Edición, Quito, Senplades, 120 p.
- Sims, Ralph, Pedro Mercado, Wolfram Krewitt, Gouri Bhuyan, Damian Flynn, Hannele Holttinen, Gilberto Jannuzzi, Smail Khennas, Yongqian Liu, Mark O'Malley, Lars J. Nilsson, Joan Ogden, Kazuhiko Ogimoto, Mark O´Malley, Hugh Outhred, Øystein Ulleberg y Frans van Hulle (2011). "Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 864-1018, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.
- Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A. (2005). "Project Document Design PDD San Carlos Bagasse Cogeneration Project SCBCP". CDM, UNFCCC.
- Sorrell, Steve, John Dimitropoulos y Matt Sommerville (2009). "Empirical estimates of the direct rebound effect: A review". *Energy Policy* 37: 1356-1371.
- Supersberger, Nikolaus y Laura Führer (2011). "Integration of renewable energies and nuclear power into North African Energy Systems: An analysis of energy import and export effects". *Energy Policy* 39: 4458-4465.
- Taylor, Derek (2004). "Wind Energy". En Godfrey Boyle (Ed.), *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, p. 244-297, Cambridge, Oxford University Press, The Open University.
- The Guardian (2011). "China suspends approval for nuclear power plants". The Guardian, marzo 16, World News, China, Disponible en http://www.guardian.co.uk/world/2011/mar/16/china-suspends-approval-nuclear-plants, visitado el 6 de septiembre de 2011.
- UNEP (United Nations Environment Programme) (2011). "Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Erradication". www.unep.org/greeneconomy, 624 p.
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2010). "Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009".
- Vallero, Daniel A. (2008). *Fundamentals of Air Pollution*. Burlington, Elsevier, 942 p.
- Vega, Raúl (2010). E*stimación del Impacto Fisico y Económico sobre los Recursos Hídricos por Efectos del Cambio Climático en Ecuador. Estudio Regional de la Economía del Cambio Climático* (CEPAL-ERECC Ecuador). Quito.
- Velázquez de Castro, Federico (2008). *25 preguntas sobre el cambio climático*. Buenos Aires, Capital Intelectual (publicación original 2005), 237 p.
- Verbruggen, Aviel y Mohamed Al Marchochi (2010). "Views on peak oil and its relation to climate change policy". *Energy Policy* 38: 5572-5581.

- Vergara, Walter (2005) "Adapting to Climate Change Lessons Learned, Work in Progress, and Proposed Next Steps for the World Bank in Latin America. Latin America and the Caribbean Region". *Sustainable Development Working Paper* 25, Washington D.C., The World Bank.
- Vergara, Walter, Alejandro Deeb, Adriana Valencia, Seraphine Haeussling, Alonso Zarzar, Raymond Bradley y Bernard Francou (2009). "The Potential Consequences of Rapid Glacier Retreat in The Northern Andes". En Walter Vergara (Comp.), *Assessing the Potential Consequences of Climate Destabilization in Latin America*, p. 59-68,. Washington DC, The World Bank, 119 p.
- Viebahn, Peter, Yolanda Lechon y Franz Trieb (2011). "The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe. A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050". *Energy Policy 39*: 4420-4430.
- Villavicencio, Arturo, entrevista personal, agosto de 2011.
- Weinzettel, Jan, Marte Reenaas, Christian Solli y Edgar Hertwich (2009). "Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine". *Renewable Energy* 34: 742-747.
- Wiser, Ryan, Zhenbin Yang, Maureen Hand, Olav Hohmeyer, David Infield, Peter Jensen, Vladimir Nikolaev, Mark O'Malley, Graham Sinden y Arthouros Zervos (2011). "Wind Energy". En Christoph von Stechow, Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen y Steffen Schlömer (Eds.), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, p. 755-863, Cambridge, Cambridge University Press, 1544 p.
- WB (World Bank) (2010a). "Development and Climate Change. World Development Report 2010". Washington D.C., The World Bank, 417 p.
- WB (World Bank) (2010b). "The Cost to Developing Countries of Adapting to Climate Change. New Methods and Estimates. The Global Report of the Economics of Adaptation to Climate Change Study. Consultation Draft". Washington D.C., The World Bank, 84 p.
- WEC (World Energy Council) (2010). "2010 Survey of Energy Resources". London, World Energy Council, 608 p.
- WEC (World Energy Council) (2007). "2007 Survey of Energy Resources". London, World Energy Council, 586 p.

ISBN 978-9942-9998-5-6

El Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental (CEDA) es una organización sin fines de lucro, creada en 1996, que busca promover los derechos ambientales y el desarrollo sustentable en el Ecuador y la región. Para ello, coadyuva a la formulación y aplicación de políticas e instrumentos legales, económicos y técnicos de protección del ambiente, así como a la promoción de participación ciudadana para la defensa de los derechos colectivos y el fortalecimiento de las instituciones.

En agosto de 2010, el CEDA inició un proceso que busca fortalecer su investigación sobre las políticas y las realidades económicas, sociales y ambientales y sus efectos sobre el desarrollo sostenible a fin de generar propuestas para la toma de decisiones responsables.

En ese camino, ha establecido una agenda de investigación identificando líneas temáticas prioritarias, dadas la misión y visión institucionales y la realidad nacional. Entre estas líneas se encuentra el tema de matriz y transición energética y sus impactos económicos, sociales y ambientales. Dentro de esta línea está comprendida la presente investigación.