



# **Beneficios para la sociedad de la adopción de fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe**

Walter Vergara  
Paul Isbell  
Ana R. Rios  
José Ramon Gómez  
Leandro Alves

**Banco  
Interamericano de  
Desarrollo**

**División de Cambio  
Climático y  
Sostenibilidad  
División de Energía**

**NOTA TÉCNICA  
No. IDB-TN-623**

**Abril 2014**



# Beneficios para la sociedad de la adopción de fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe

Walter Vergara  
Paul Isbell  
Ana R. Rios  
José Ramon Gómez  
Leandro Alves



**Banco Interamericano de Desarrollo**  
**2014**

**Catalogación en la fuente proporcionada por la  
Biblioteca Felipe Herrera del  
Banco Interamericano de Desarrollo**

Beneficios para la sociedad de la adopción de fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe /  
Walter Vergara, Paul Isbell, Ana R. Rios, José Ramon Gómez, Leandro Alves.  
p. cm. — (IDB Technical Note ; 623)

Includes bibliographical references.

1. Climatic changes. 2. Renewable energy sources—Latin America. 3. Renewable energy sources—Caribbean Area. 4. Economic impact analysis. I. Vergara, Walter. II. Isbell, Paul. III. Rios, Ana R. IV. Gómez, José Ramon. V. Alves, Leandro. VI. Inter-American Development Bank. Climate Change and Sustainability Division. IDB-TN-623

Clasificación JEL: Q5; Q42; O54

Palabras llave: Energy, Sustainability, Development, Environmental economics, Alternative Energy Sources, Latin America, Caribbean

<http://www.iadb.org>

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © 2014 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

*Expresamos nuestro agradecimiento a David Renne (International Solar Energy Society), Daniel Kammen (Universidad de California en Berkeley), Tomás Serebrisky, Alexandre Meira da Rosa, Alejandro Deeb, Hilen Meirovich y Ramón Espinasa (Banco Interamericano de Desarrollo) por sus comentarios a un borrador de este documento.*

## Tabla de contenido

Tabla de contenido .....	5
Antecedentes y propósito.....	1
Costos normalizados de energía, reducción de costos y beneficios económicos .....	2
Costo normalizado de electricidad (LCOE) .....	3
Beneficios para la sociedad .....	3
Costos evitados.....	3
Beneficios económicos.....	4
Resultados.....	4
Conclusiones principales .....	7
Siguientes pasos .....	7
Referencias bibliográficas.....	8
Apéndice 1: Matriz energética de ALC .....	10
Apéndice 2: Beneficios para la sociedad de energías renovables .....	11
Apéndice 3: Metodología – Costo normalizado de electricidad.....	12
Trayectoria BAU del modelo GEA del IIASA y trayectoria Combinada GEA .....	12



# Beneficios para la sociedad de la adopción de fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe

---

## Antecedentes y propósito

El crecimiento de población y mejoras en la calidad de vida en América Latina y el Caribe (ALC) requerirán que la región incremente rápidamente su abastecimiento de energía, no obstante si se logra una mejora considerable en eficiencia energética. Se prevé que para el año 2030 la región habrá duplicado su capacidad instalada existente llevándola a alrededor de 600 GW, a un costo aproximado de US\$430.000 millones<sup>1</sup>. Esto plantea un reto, pero también la oportunidad de redefinir el modelo energético de ALC de manera que sea consistente con las metas mundiales de estabilización climática.

La región se caracteriza por una matriz energética baja en carbono debido a la dependencia de recursos hidrológicos de gran escala que actualmente cubren más de la mitad de su abastecimiento energético (Apéndice 1). Sin embargo, el crecimiento previsto de la demanda de energía hará necesario aumentar de manera significativa la capacidad de generación actual y consolidar la capacidad firme de la región<sup>2</sup>. De continuar la tendencia actual pronosticada en el escenario sin cambios (“BAU”, por sus siglas en inglés) del modelo de la base de datos de evaluación energética mundial (GEA) del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA)<sup>3</sup>, para el año 2050 se producirá un aumento de 11% (de 37% a 41% de la combinación de fuentes de generación) en el uso de combustibles fósiles en la matriz energética, principalmente a raíz del incremento substancial de dependencia en gas natural<sup>4</sup>.

En contraste, estimaciones recientes indican que la región puede producir más de 78 PWh<sup>5</sup> (10<sup>15</sup> W-hora) a partir de energía solar, eólica, marina, geotérmica y biomásica. La capacidad nominal máxima de la adopción plena de este recurso podría ser de alrededor de 34 TW<sup>6</sup>, equivalente a casi siete veces la capacidad instalada mundial existente y muy por encima de la demanda previsible. Además, estos recursos constituyen una opción con baja huella de carbono a partir de un recurso energético local sin fecha de vencimiento y con el potencial de aportar importantes beneficios para la sociedad, entre ellos seguridad energética, conservación del medioambiente a nivel local y global, creación local de empleos y mejoramiento de la balanza de pagos, entre otros.

A pesar de este potencial, hay importantes barreras impidiendo que la energía renovable tenga un mayor acceso al mercado. La más importante está relacionada con la inclinación intrínseca del sector energético a continuar usando combustibles fósiles. Esta inercia puede apreciarse en las normativas legales sobre expansión que favorecen proyectos energéticos con menores costos de capital inicial y capacidad firme,

---

<sup>1</sup> Yépez García et al. (2010).

<sup>2</sup> Esta necesidad se ve acrecentada por impactos climáticos en la disponibilidad de energía hidroeléctrica, ver Ebinger y Vergara (2011).

<sup>3</sup> Definido por la trayectoria “contrafactual” del modelo GEA del IIASA.

<sup>4</sup> Como se presenta en Vergara et al (2013b).

<sup>5</sup> Hoogwijk y Graus (2008), Poole (2009), ICA (2010), Meisen y Krumpal (2009).

<sup>6</sup> Los valores del factor de capacidad se tomaron de Hoogwijk y Graus (2008), y NREL (2010) Energy Technology Cost and Performance Data. Disponible en: <http://www.nrel.gov/analysis/capfactor.html>.

incluso a pesar de que sus costos de operación sean más altos a largo plazo. Además, ha sido ampliamente aducida la desventaja en términos de costos de las fuentes renovables como argumento a favor de mantener el curso actual en patrones de uso de fuentes de energía, en países que tienen otras necesidades apremiantes de desarrollo. Sin embargo, resultados de licitaciones recientes realizadas en Uruguay, Chile y Brasil indican que se está eliminando este último aspecto a medida que los avances tecnológicos y la experiencia en el terreno van fortaleciendo el argumento económico a su favor, al menos en el caso de plantas eólicas y fotovoltaicas<sup>7</sup>.

Sin embargo, los beneficios adicionales (para la sociedad) de emplear fuentes renovables típicamente son excluidos y, como consecuencia, muchas veces no entran en el proceso de toma de decisiones. Una cuantificación precisa de estos beneficios puede dar argumentos lógicos necesarios para promover inversiones y apoyar normativas legales que faciliten el acceso al mercado de tecnologías energéticas renovables no tradicionales (“NRET”, por sus siglas en inglés). Existe literatura limitada en la que se analizan estos aspectos (por ejemplo, ASP 2005, Beck 2009, Nolan 2011 y Brown 21)<sup>8</sup>, pero ésta toma en cuenta un número limitado de beneficios para la sociedad enfocándose en aspectos tecnológicos y lugares específicos, con énfasis primordial en investigar la reducción de emisiones. Además, la heterogeneidad de supuestos en los que se basa el análisis e incompatibilidad de metodologías dificulta comparaciones. Por lo tanto, es necesario cuantificar más en detalle estos beneficios para ALC<sup>9</sup>.

Este estudio procura ampliar el conocimiento de los beneficios relacionados con el uso de NRET en la matriz energética de ALC. A tal fin se analiza en qué medida son los beneficios para la sociedad —definidos como aquellos que devengan las economías nacionales al apartarse de los combustibles fósiles— lo suficientemente grandes como para justificar la adopción generalizada de NRET incluyendo las fuentes solar, geotérmica y eólica<sup>10</sup>. Con este objetivo, se compara combustibles fósiles y las NRET sobre la base del costo normalizado de la electricidad (“LCOE”, por sus siglas en inglés), luego se determinan y cuantifica los beneficios potenciales para la sociedad de la adopción de NRET.

## Costos normalizados de energía, reducción de costos y beneficios económicos

Los cálculos estimados de costos, beneficios y LCOE de las fuentes correspondientes al sector energético regional agregado de ALC se obtienen a partir de proyecciones por escenarios del modelo de evaluación energética mundial (GEA) del IIASA<sup>11</sup>. Este enfoque de modelo por escenarios no sólo capta los diversos impactos de las NRET a través de su adopción en el sector eléctrico, sino también los efectos sinérgicos que pueden existir al combinarse con otras actividades como la electrificación del transporte<sup>12</sup>.

---

<sup>7</sup> Vergara et al. (2013a).

<sup>8</sup> La Tabla A2 del Apéndice 2 presenta un resumen de los resultados de estos estudios.

<sup>9</sup> Estos y otros estudios analizados, con excepción de Kammen et al. (2006) y Wei et al. (2010), tienden a usar un método de contabilización de “acumulación” de valor que se concentra en la adopción progresiva de NRET en incrementos pequeños, por lo general al nivel de planta o de proyecto individual, en un entorno determinado muy específico (como un estado o una jurisdicción regulatoria de EE.UU.). En las estimaciones de la IRENA y de Europa, tomadas de Alemania, se usan métodos similares (aunque en el primero se agregan y normalizan los datos empíricos disponibles de toda ALC). Las discrepancias en cuanto a las categorías que se usan para fines de definición y las suposiciones suelen hacer problemático comparar los LCOE y los beneficios para la sociedad en y entre la mayoría de los estudios de este tipo (una dificultad que se supera cuando se aplica una metodología de escenarios).

<sup>10</sup> Este análisis amplía el trabajo de Vergara et al. (2013).

<sup>11</sup> En el Apéndice 3 se presentan detalles de la metodología de LCOE. Véase en el Apéndice 4 una descripción del enfoque comparativo entre la trayectoria por escenarios del modelo “sin cambios” (o BAU) del modelo GEA y la trayectoria por escenarios de la combinación GEA que se usa en este estudio.

<sup>12</sup> Los sectores de generación de energía y del transporte son los de más rápido crecimiento en términos de huella de carbono de la región. Un mayor impulso hacia una matriz eléctrica renovable puede hacer posibles iniciativas de electrificación de otros sectores de la economía, por ejemplo transporte, como parte de una trayectoria de desarrollo climáticamente responsable.

## Costo normalizado de electricidad (LCOE)

Los costos de la generación de energía eléctrica entre tecnologías alternativas se estimaron usando el LCOE, el cual toma en cuenta los costos permanentes y permite hacer comparaciones directas en términos de costos de energía por kilovatio de electricidad generada (US\$/kWh). En este estudio, el LCOE del sector energético de la región en su conjunto sirve de referencia para los cálculos subsiguientes del LCOE de fuentes de energía específicos (explicación detallada en el Apéndice 3). Luego partiendo directamente de esta base, se estiman los beneficios para la sociedad lo que posibilita la comparación directa en términos de US\$/kWh entre costos (LCOE) y beneficios (reducción de costos y beneficios económicos).

## Beneficios para la sociedad

Calculados como la suma de la reducción de costos y beneficios económicos percibidos<sup>13</sup>, son medidos en términos de valor monetario por kilovatio-hora (US\$/kWh), el denominador común en la mayoría de las discusiones sobre energía (Ecuación 1).

$$\text{Beneficios para la sociedad} = \text{Costos evitados} + \text{Beneficios económicos} \quad (1)$$

## Costos evitados

Los costos evitados toman en cuenta la diferencia entre i) el nivel de costos a futuro del escenario “sin cambios” (BAU por sus siglas en inglés) de un sistema de energía en el que prevalecen los combustibles fósiles, y ii) los costos de una trayectoria a futuro de un sistema energético caracterizado por una considerable ampliación de las NRET. El análisis toma en cuenta tres fuentes de disminución de costos: reducción de costos financieros de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), descenso de costos del control de la contaminación del aire y la baja de gastos en iniciativas dirigidas a mantener la seguridad energética (Ecuación 2).

$$\text{Costos evitados} = \text{Impactos climáticos} + \text{Control de contaminación del aire} + \text{Seguridad energética} \quad (2)$$

donde:

- *Impactos climáticos* toma en cuenta el valor de la reducción de los costos (financieros) de las emisiones de dióxido de carbono a futuro<sup>14</sup>. En el Apéndice 4 se presenta una explicación detallada de la metodología aplicada para obtener dichos valores<sup>15</sup>.

---

<sup>13</sup> “Costos evitados” representan montos de ahorro e inversión que pueden canalizarse hacia fines distintos a los previstos en el escenario BAU con un sistema eléctrico dominado por los combustibles fósiles, hacia iniciativas de desarrollo económico más productivas y sustentables, a raíz de la adopción de NRET. Por otro lado, los “beneficios económicos” representan mayores ingresos adicionales (y ahorros) que potencialmente pueden quedar disponibles para ser invertidos en actividades de desarrollo económico más sustentables.

<sup>14</sup> En el Apéndice 4 se presenta un método alternativo para considerar los beneficios de las NRET con respecto al cambio climático: reducción de los costos de las medidas de adaptación al cambio climático generados por un aumento de la temperatura mundial de 2°C a 4°C con respecto a los niveles preindustriales. Aunque los beneficios expresados de esta manera son mucho mayores, también dependen de toda una serie de supuestos, tanto en ALC como a nivel mundial.

<sup>15</sup> En ALC, la reducción de las emisiones del sector energético mediante la adopción de NRET es un aspecto clave ya que las emisiones del sector están aumentando mucho más rápido que aquellas por cambios en el uso de la tierra. Además, mayores disminuciones de emisiones del sector energético pueden bajar las presiones de reducciones en los sectores de agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU) en los cuales las

- *Contaminación del aire* incluye costos evitados por la compra de equipos de control de contaminación por partículas contaminantes sólidas (en el escenario BAU) conforme a las normas de la Organización Mundial de la Salud (OMS). Esta cifra es un estimado conservador, ya que excluye costos importantes como los gastos vinculados a la atención médica provocados por la contaminación (morbilidad y mortalidad) o pérdida de productividad y/o de servicios ecosistémicos<sup>16</sup>.
- *Seguridad energética* cuantifica costos prescindidos de inseguridad energética a partir de la cobertura contra riesgos de fluctuación de los precios de combustibles fósiles. Representa el costo de reducir la inseguridad energética por la exposición a la volatilidad de precios de los combustibles fósiles. Se emplea como aproximado US\$0,0041/kWh, valor inferior del rango citado en Vergara et al. (2013).

## Beneficios económicos

Los beneficios económicos representan la creación adicional de riqueza económica más allá de la que se representa en la trayectoria BAU e independiente de la generada por costos evitados y aquellos costos incluidos en el análisis financiero tradicional (ingresos por energía producida o servicios prestados). Por simplicidad y limitaciones de datos, se limita a beneficios producidos en balanza de pagos y creación neta de empleos (Ecuación 3).

$$\text{Beneficios económicos} = \text{Balanza de pagos} + \text{Creación neta de empleos} \quad (3)$$

donde:

- Balanza de pagos incluye beneficios económicos en la balanza nacional de pagos producidos por la reducción de importaciones de energía o por aumento de las exportaciones.
- La creación neta de empleo aplica un análisis por escenarios para estimar la diferencia en empleo entre el escenario de NRET y la trayectoria BAU, utilizando los “factores de empleo” de la tecnología energética reportados para países desarrollados (EWEA 1999, Kammen et al. 2006 y Wei et al. 2010). Este valor es luego convertido en términos monetarios usando el valor económico anual de un empleo, medido en términos de la evolución proyectada del ingreso per cápita en ALC (tasa de cambio de mercado, US\$ del 2005).

## Resultados

Los LCOE estimados del sector energía de ALC se presentan en la Tabla 1. La diferencia de costos de generación de electricidad a partir de energía solar y gas es de US\$0,14/kWh en la trayectoria Combinada del GEA. Por su parte, en esta misma trayectoria, la variación del LCOE entre la generación eléctrica a partir de energía eólica y gas es de US\$0,67/kWh. Como se puede observar, las estimaciones de LCOE se encuentran dentro del rango de valores reportados por la Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés).

---

estrategias de reducción de emisiones son más complejas y menos comprobadas. En este sentido, la adopción de NRET en ALC ofrece un beneficio complementario al aumentar la flexibilidad de las iniciativas estratégicas para cumplir objetivos con respecto al cambio climático.

<sup>16</sup> Un tratamiento más completo de los costos de la contaminación atmosférica en el contexto de México D.F. se presenta en el estudio de Banco Mundial (2002), donde los beneficios anuales de salud aportados por el mejoramiento de la calidad del aire se calculan entre US\$760 millones y US\$1.490 millones (dólares de 1999).

*Tabla 1. Costo normalizado de electricidad (LCOE), sector energía y principales fuentes bajas en carbono en ALC, 2010-2050*

Fuente de generación	Estimaciones propias US\$2005/kWh	Base de datos de la IRENA (US\$/kWh)
Hidroeléctrica		
<i>BAU</i>	0,051	\$0,01 - \$0,16
<i>Combinada GEA</i>	0,052	
Gas		
<i>BAU</i>	0,064	\$0,06 - \$0,15
<i>Combinada GEA</i>	0,064	
Solar		
<i>BAU</i>	0,154	\$0,12 - \$0,32
<i>Combinada GEA</i>	0,204	
Eólica		
<i>BAU</i>	0,196	\$0,055 - \$0,17
<i>Combinada GEA</i>	0,131	
Sector energía de ALC (total)		
<i>BAU</i>	0,057	
<i>Combinada GEA</i>	0,066	

Fuente: Base de datos de proyecciones del modelo GEA del IIASA (2013), IRENA (2013) y cálculos propios.

Los beneficios para la sociedad en términos de costos evitados y beneficios económicos asociados con de la adopción de NRET –específicamente de las fuentes eólica y solar– se reportan en la Tabla 2. Daños evitables atribuibles al cambio climático se calculan en alrededor de US\$0,14/kWh, tomándose en cuenta los costos (financieros) de la reducción de emisiones pero –en forma conservadora– este valor puede como mínimo duplicarse al tomar en cuenta costos de adaptación para la región en un mundo con temperaturas de 4°C superiores a los niveles preindustriales (en comparación con las estimaciones actuales de 2°C). La disminución de costos atribuibles a la reducción de la contaminación por partículas sólidas según las normas de la OMS por medios distintos a las NRET (equipos de control de contaminación) se calculan en US\$0,12/kWh.

La adopción de fuentes renovables puede mejorar la cuenta corriente de la balanza de pagos por el desplazamiento estructural de importaciones (o aumento de exportaciones) de combustibles fósiles, lo que representa una reducción de costos de US\$0,01/kWh. Sin embargo, las NRET también tienen el potencial de reforzar la cuenta de capital mediante el incremento de ingresos por concepto de inversión extranjera directa (IED) captada por dicha adopción, lo que producirá un beneficio mayor que el indicado. Un beneficio adicional en términos de creación neta de empleos –sin incluir efectos indirectos, inducidos o multiplicados– es equivalente a US\$0,01/kWh.

Los resultados indican que el valor agregado de los beneficios para la sociedad (US\$0,285/kWh) es superior que el diferencial de LCOE entre la mayoría de las fuentes renovables y las principales fuentes de combustibles fósiles en ALC (Tabla 2). Es decir, que el total de costos evitados y los beneficios económicos producidos por las NRET compensan suficientemente los LCOE más altos de las NRET, comparados con los de los combustibles fósiles.

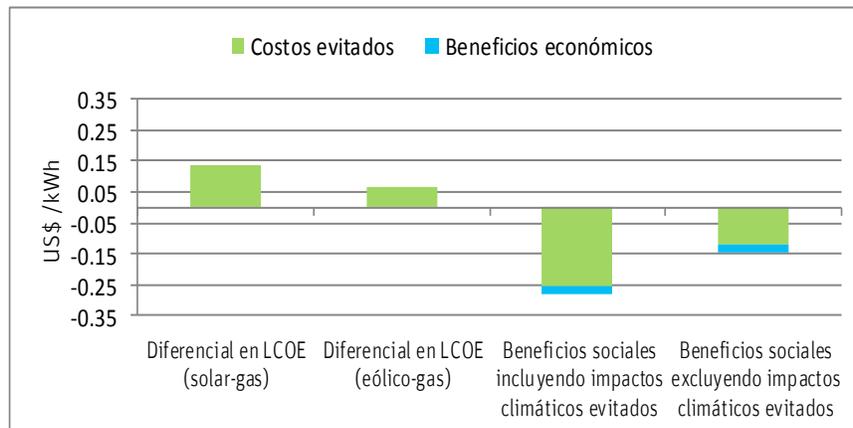
**Tabla 2. Beneficios para la sociedad de energías renovables en ALC**

	Centavos de US\$/kWh
<i>Costos evitados del cambio climático</i>	
Costos evitados en emisiones	13,7
Costos evitados en adaptación al cambio climático	21,5 o más*
<i>Contaminación evitada</i>	
Reducción de costos en medidas de control de la contaminación del aire	12,0
<i>Seguridad energética</i>	
Costos evitados en volatilidad de los precios del petróleo (valor de la cobertura del riesgo de fluctuación de los precios de los combustibles)	0,0041-0,0095
<i>Económicos</i>	
Mejora de la balanza de pagos	1,22
Creación neta de empleo	1,16
<i>Total tomando en cuenta los impactos climáticos</i>	<i>28,5</i>
<i>Total sin tomar en cuenta los impactos climáticos</i>	<i>14,7</i>

Nota: Cálculo estimado tomando como referencia los costos del control de la contaminación ambiental de la base de datos de proyecciones del modelo GEA del IIASA (2013) y Riahi et al. (2012).\* Véase en el Apéndice 4 una descripción de la metodología aplicada para obtener este valor alternativo de los beneficios del cambio climático. Este valor no se incluye en el total.

El beneficio social de las NRET (US\$0,285/kWh) supera la desventaja en costos del uso de la fuente solar en comparación con el gas, tanto en el escenario BAU como en la trayectoria Combinada GEA (US\$0,09/kWh y US\$0,14/kWh, respectivamente), incluso si se excluye del total impactos evitados del cambio climático (véase Figura 1). La misma conclusión se mantiene respecto a la energía eólica: la variación de LCOE entre la fuente eólica y el gas (US\$0,132/kWh en el escenario BAU y US\$0,067/kWh en la trayectoria Combinada GEA) es menor que el cálculo conservador de beneficios para la sociedad (US\$0,285/kWh), aun dejándose por fuera impactos del cambio climático (US\$0,147/kWh).

**Figura 1. Estimaciones de diferencias de LCOE comparadas con beneficios para la sociedad\***



\* Impactos climáticos considerados como costos evitados en emisiones.

## Conclusiones principales

Los beneficios para la sociedad de NRET en ALC, incluso cuando se calculan parcialmente y de manera conservadora, son lo suficientemente cuantiosos como para justificar la adopción a gran escala de dichas tecnologías. Esta afirmación se mantiene incluso al excluirse del cálculo total la reducción de los costos del cambio climático. Por lo tanto, la magnitud de los beneficios que puede percibir la sociedad con la adopción de las NRET constituye un respaldo pleno a políticas públicas y medidas regulatorias que faciliten su despliegue. Entender la magnitud de estos beneficios también resulta útil al planificar la eliminación de subsidios a combustibles fósiles en ALC.

Los resultados apuntan a las importantes sinergias positivas que pueden surgir del simultáneo empleo de NRET y la electrificación generalizada del sector transporte en ALC. La inclusión de estas ganancias tiene el potencial de duplicar los costos evitados y beneficios económicos de la utilización de NRET calculados en este estudio<sup>17</sup>. Esto se debe a que el desplazamiento de combustibles fósiles del sector del transporte se vincula a su vez con los beneficios para la sociedad antes descritos, y posiblemente otros más, tales como la reducción de los costos internos de refinamiento y gastos de salud afines.

Además, el modelo GEA del IIASA considera exclusivamente las NRET de una adopción “no distribuida” (es decir, “plantas” de generación solar y eólica). Sin embargo, una estrategia de utilización de NRET que incluya un componente importante de NRET “distribuidas” tiene el potencial de reducir de manera significativa los LCOE de las NRET, en especial con respecto a los costos futuros de la inversión en generación, transmisión y distribución que será preciso hacer si no se utilizan NRET “distribuidas”. Las NRET “distribuidas” pueden brindar una ventaja adicional en términos de la variación de LCOE con respecto a los combustibles fósiles.

## Siguientes pasos

Análisis adicional se requiere para evaluar los costos de la seguridad energética de ALC en su conjunto y estimar el valor específico para la región de la cobertura contra las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles. También hay una distinción clara que divide la región en el área importadora neta de Centroamérica y el Caribe, y el área exportadora neta de Sudamérica<sup>18</sup>. El modelo GEA del IIASA presenta proyecciones del mundo como un todo y de sus varias regiones, pero no de países individuales (o incluso subregiones) de ALC. Por lo tanto, es necesario llevar a cabo una cuantificación más precisa de los beneficios de la seguridad energética y la balanza de pagos a nivel de país en toda la región.

---

<sup>17</sup> Los resultados, tal como se presentan, toman en cuenta únicamente impactos directos por la adopción de NRET en el sector eléctrico. Sin embargo, el escenario de la trayectoria Combinada GEA también incorpora una medida importante de electrificación del sector del transporte. El impacto resultante de una electrificación que acompañe la adopción de NRET por lo general puede igualar, como mínimo, los beneficios producidos únicamente por cambios en el sector de generación. Lo anterior a raíz de que la electrificación también conlleva una creación considerable de empleo en el sector del transporte y desplaza a los combustibles fósiles de éste lo que permite reducir emisiones, contaminación, importaciones de energía y déficits de la balanza de pagos. Detalles en el Apéndice 4.

<sup>18</sup> Se presenta un problema de composición para la cuantificación de esos beneficios cuando se usan proyecciones del modelo GEA del IIASA para el indicador compuesto de diversidad de ALC.

## Referencias bibliográficas

- Banco Mundial. “Improving Air Quality in Metropolitan Mexico City: An Economic Valuation”. Febrero 2002. Documento de trabajo de investigación de políticas No.2875.
- Beck, R.W. Inc., “Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study”, para el Servicio Público de Arizona (Arizona Public Service – APS), enero 2009.
- Brown, Keith Brower. “Wind power in northeastern Brazil: Local burdens, regional benefits and growing opposition”. 2011. *Climate and Development*, 3:4, págs. 344-360, DOI: 10.1080/17565529.2011.628120. <http://dx.doi.org/10.1080/17565529.2011.628120>.
- Ebinger, J. y Vergara, W. *Climate Impacts on Energy Systems. Key issues for energy sector adaptation*. 2011. Washington, DC, Banco Mundial.
- EWEA, *Wind Force 10: A Blueprint to Achieve 10% of the World's Electricity from Wind Power by 2020*. 1999. Bruselas, EWEA.
- Hoogwijk, M. y Graus, W. *Global potential of renewable energy sources: a literature assessment*. 2008. Informe de base por orden de REN21 – Renewable Energy Policy Network para el Siglo XXI. Ecofys.
- IIASA GEA Model Projections Database. Consultada en noviembre de 2013. <http://www.iiasa.ac.at/web-apps/ene/geadb/dsd?Action=htmlpage&page=about>.
- ICA. *Renewable Energy for Electricity Generation in Latin America: the Market, Technologies and Outlook*. 2010. Chile. ICA Latinoamérica.
- IRENA. *Renewable power generation costs in 2012: An overview*. 2013. Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos. IRENA. <http://bit.ly/IrenaCosts>.
- Kammen, Daniel M., Kamal Kapadia y Matthias Fripp. “Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?”. *Report of the Renewable and Appropriate Energy Laboratory* del Grupo de Energía y Recursos, Facultad de Políticas Públicas Goldman, Universidad de California en Berkeley. Publicado originalmente el 13 de abril de 2004 y corregido el 31 de enero de 2006.
- Meisen, P. y Krumper, S. *Renewable energy potential of Latin America*. 2009. Global Energy Network Institute.
- Nolan, Kevin. “Valuing the Wind: Renewable Energy Policies and Air Pollution Avoided”. 2011. Universidad de California en San Diego. [http://econ.ucsd.edu/~knoan/pdfs/Valuing\\_the\\_Wind.pdf](http://econ.ucsd.edu/~knoan/pdfs/Valuing_the_Wind.pdf).
- NREL. National Renewable Energy Laboratory, *Energy Technology Cost and Performance Data*. 2010. <http://www.nrel.gov/analysis/capfactor.html>.
- Poole, A.D. *The Potential of Renewable Energy Resources for Electricity Generation in Latin America*. 2009.
- Riahi, K., F. Dentener, D. Gielen, A. Grubler, J. Jewell, Z. Klimont, V. Krey, D. McCollum, S. Pachauri, S. Rao, B. van Ruijven, D. P. van Vuuren y C. Wilson. 2012. Capítulo 17 – Trayectorias energéticas para el desarrollo sustentable. En *Global Energy Assessment – Hacia un futuro sustentable*, Cambridge University Press, Cambridge, R.U. y Nueva York, N.Y., EE.UU., e Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados, Laxenburg, Austria. Págs. 1203-1306.

Vergara, W., Alatorre, C. y Alves, Leandro, *Rethinking Our Energy Future: A White Paper on Renewable Energy for the 3GFLAC Regional Forum*. 2013a. Washington, DC. Documento de análisis No.IDB-DP-202, Banco Interamericano de Desarrollo.

Vergara, Walter., Ríos, Ana R., Galindo, Luis M., Gutman, Pablo, Isbell, Paul, Suding, Paul H. y Samaniego, Joseluis. *The Climate and Development Challenge for Latin America and the Caribbean: Options for climate-resilient, low-carbon development*. 2013b. Washington, DC. CEPAL-BID-WWF.

Wei, Max, Patadia, Shana y Kammen, Daniel M. "Putting Renewables and Energy Efficiency to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate in the US?" 2010. *Energy Policy*, 38, págs. 919-931.

Yépez García, R. A., Johnson, T. M. y Andrés, L. A. *Meeting the electricity supply/demand balance in Latin America & the Caribbean*. 2010. Washington, DC. Banco Mundial.

## Apéndice 1: Matriz energética de ALC

*Tabla A1. Matriz energética de ALC por fuente*

	1984-1987		2010	
Producción eléctrica en GWh	182.300,49	100%	1.343.891,00	100%
Carbón y productos del carbón	4.904,50	3%	71.760,00	5%
Turba	-	0%	-	0%
Petróleo crudo, LGN y materias básicas	-	0%	-	0%
Productos del petróleo	50.948,61	28%	139.851,00	10%
Gas	20.516,25	11%	316.466,00	24%
Nuclear	259,00	0%	27.573,00	2%
Hidroeléctrica	103.854,71	57%	728.906,00	54%
Geotérmica	156,00	0%	9.892,00	1%
Solar/eólica/otras	-	0%	4.605,00	0%
Fuentes renovables de combustibles y desechos	1.661,42	1%	44.838,00	3%

Fuente: AIE. Estadísticas de electricidad, <http://www.iea.org/statistics/topics/Electricity/>, 2013.

## Apéndice 2: Beneficios para la sociedad de energías renovables

*Tabla A2. Beneficios para la sociedad de energías renovables:  
Matriz de acumulación de valor, cálculos estimados seleccionados de Europa, EE.UU. y ALC*

Beneficios para la sociedad valorados en:	Beck (2009) <sup>a</sup>	ASP (2005) <sup>b</sup>	Nolan (2011) <sup>c</sup>	Wiesmeth y Golde (2011) <sup>d</sup>	Brown (2011) <sup>e</sup>	
<i>Centavos US\$/kWh</i>	Solar, Arizona	Solar, EE.UU.	Solar, Texas	Eólica, Texas	Biomasa	Eólica, Brasil
<i>Cambio climático</i>						
Emisiones		0,3-1,9/kWh	0,28-3,6/kWh	0,28-4,00/kWh		
<i>Seguridad energética</i>						
Volatilidad de los precios del petróleo /valor de la cobertura contra la fluctuación de los precios del combustible		0,4-1,0/kWh (gas)			4,0/kWh (petróleo)	
<i>Contaminación</i>		0,01-1,9/kWh				
<i>Económicos</i>						
Creación neta de empleo						3.7 empleos/MW
Total	<u>7,91-14,11/kWh</u>	7,75-51,3/kWh	0,28-3,6/kWh	0,28-4,00/kWh	3,1 – 27,0/kWh	-

Fuentes:

<sup>a</sup> Beck. "Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study", para el Servicio Público de Arizona (Arizona Public Service), enero 2009.

<sup>b</sup> Americans for Solar Power (ASP), "Build-Up of PV Value in California – Methodology", 13 de abril de 2005. [www.suncentricinc.com/downloads/aspv2005.pdf](http://www.suncentricinc.com/downloads/aspv2005.pdf).

<sup>c</sup> Nolan. "Valuing the Wind: Renewable Energy Policies and Air Pollution Avoided". 2011. Universidad de California en San Diego. [http://econ.ucsd.edu/~knovan/pdfs/Valuing\\_the\\_Wind.pdf](http://econ.ucsd.edu/~knovan/pdfs/Valuing_the_Wind.pdf).

<sup>d</sup> Wiesmeth y Golde. "Social-economic Benefits of Renewable Energy". 2011. Universidad Técnica de Dresde.

<sup>e</sup> Brown. "Wind power in northeastern Brazil: Local burdens, regional benefits and growing opposition". *Climate and Development*, 3:4, 2011.

## Apéndice 3: Metodología – Costo normalizado de electricidad

Para poder hacer un cálculo estimado de los beneficios para la sociedad (costos evitados y beneficios económicos), es preciso estimar el costo normalizado de la electricidad (LCOE) del sector eléctrico de ALC en su conjunto y de las principales tecnologías actuales (y previstas), tanto NRET como no NRET. El LCOE estimado de la energía eléctrica total de ALC en la trayectoria BAU es de US\$0,057/kWh (US\$0,066/kWh en la trayectoria Combinada GEA). Estos cálculos se estimaron expandiendo las proyecciones del modelo de evaluación energética mundial (GEA) del IIASA para ALC y haciendo inferencias a partir de ellas.

### Trayectoria BAU del modelo GEA del IIASA y trayectoria Combinada GEA

El modelo GEA contiene proyecciones de las combinaciones de energía primaria, secundaria y final; gastos e inversiones globales del sistema energético (con una cantidad de desgloses que son suficientes para dichos cálculos o que se subdividen aún más en este estudio en los elementos de la combinación de electricidad, usando “factores de la combinación de generación”); y otros parámetros incluidos emisiones, extracciones de combustibles fósiles, comercio de energía secundaria, tendencias demográficas, PIB e ingreso per cápita, tanto de una trayectoria energética contrafactual (“sin cambios” o BAU) y para un número de trayectorias de escenarios alternativos<sup>19</sup>. El modelo GEA presenta tales proyecciones en conjuntos divididos de datos a diez años, desde 2010 hasta 2100, tanto para el mundo en su conjunto como para varias de sus regiones, entre ellas ALC (más información sobre el modelo GEA del IIASA y el cálculo estimado de los beneficios para la sociedad en el Apéndice 4).

El cálculo de los LCOE del sistema eléctrico de ALC en su conjunto se hace aislando los costos proyectados fijos y variables de la electricidad tanto en la trayectoria BAU como en el más medular de los escenarios de la trayectoria del IIASA: el escenario de la trayectoria Combinada GEA (con transporte avanzado; o Combinada GEA I, en nuestro estudio). La trayectoria Combinada GEA se caracteriza por: 1) una cartera Pareto maximizada completa de tecnologías disponibles (lo que significa que no hay restricciones a priori del uso de fuente alguna de energía y que la selección responde a las elecciones del libre mercado), y 2) una electrificación considerable del sector del transporte de ALC en el futuro. Una vez que se determinan los costos proyectados a partir de la base de datos del modelo, se repite el ejercicio para la generación eléctrica proyectada de ALC en la trayectoria BAU y combinada. Posteriormente, después de haber cuantificado el LCOE del sector eléctrico de ALC en su conjunto, es preciso emprender ejercicios similares para cada fuente de energía de la combinación actual y futura de electricidad, desde 2010 hasta 2050.

Este escenario de la trayectoria Combinada GEA es revelador —y también útil— cuando se contrasta con la referencia de la trayectoria BAU. El impacto más notable de la combinación de electricidad de ALC como resultado de cualquier desplazamiento de la trayectoria BAU a la trayectoria Combinada GEA para el año 2050 es una expansión considerable de las NRET (solar y eólica) que consigue desalojar buena parte de lo que de otro modo habría sido (en la trayectoria BAU) una expansión considerable de la fuente gas. Hay variaciones menores en las fuentes geotérmica (levemente menor en la trayectoria Combinada GEA que en la BAU), biomásica (levemente mayor), nuclear (levemente menor), petrolera (básicamente, sin variación, aunque levemente menor) y carbonífera (un poco menor). Sin embargo, al final, todas esas pequeñas variaciones entre

---

<sup>19</sup> El modelo también incluye información de otras trayectorias potenciales (41 en total) que alcanzan un nivel de transformación del sistema energético suficiente para reducir las emisiones de GHG a los niveles meta internacionales correspondientes a un “nivel de resguardo de dos grados” (equivalente a 450 ppm de CO<sub>2</sub>e), eliminar aproximadamente en su totalidad la pobreza energética, mejorar los niveles de eficiencia energética entre 20% y 50%, y satisfacer la demanda de energía proyectada a una tasa de crecimiento anual promedio del PIB de 3,5%.

estas fuentes de generación terciaria se cancelan unas a otras. La generación hidroeléctrica se amplía en ambas trayectorias en la misma medida (sin variación real, aunque con un incremento leve), lo que deja la ampliación incremental sobre la BAU de la generación a partir de la energía solar y eólica en la trayectoria Combinada GEA como una variable medular determinante en la cuantificación de los beneficios para la sociedad de las NRET en ALC.

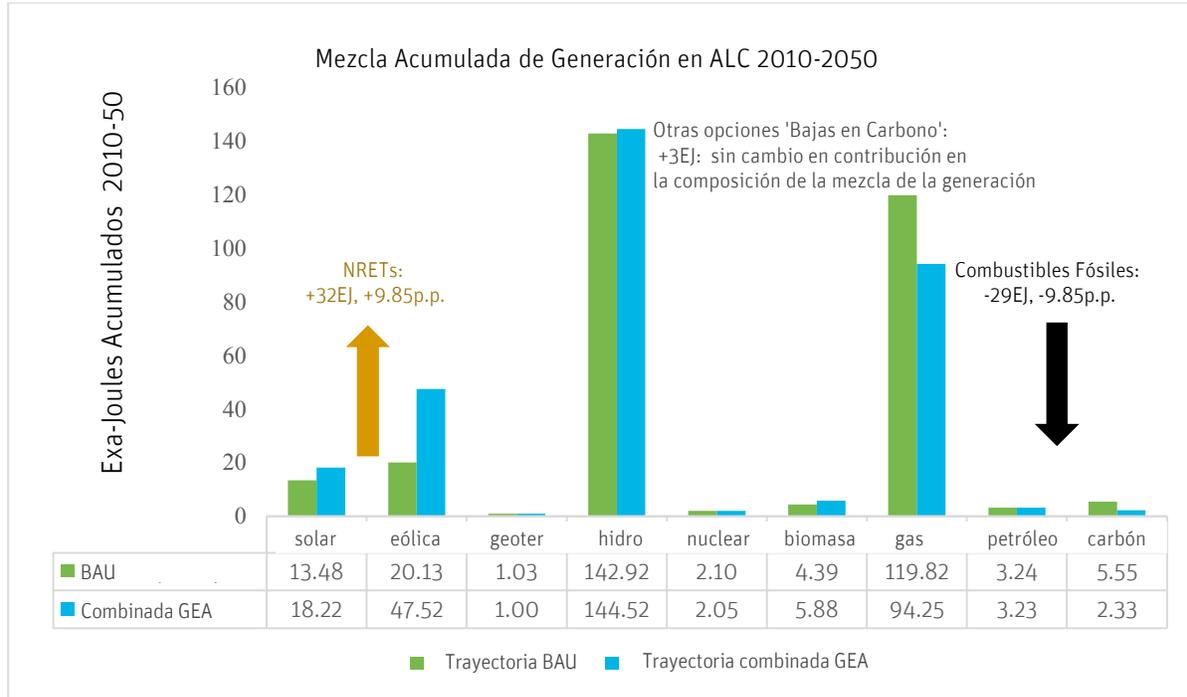
Principales diferencias entre la trayectoria BAU (basada en las tendencias actuales) y el escenario combinado GEA se presentan en la Tabla A3.a (véase también Figura A3.a). La participación de las NRET en la combinación acumulada de generación eléctrica para el año 2050 aumenta de 11% en el escenario BAU a 21% en la trayectoria Combinada GEA. Por su parte, los combustibles fósiles caen de 41% de la combinación acumulada en el escenario BAU a 31% en la trayectoria Combinada GEA. Esta reducción es una variable medular sobre la que se hace posible aislar más fácilmente beneficios para la sociedad.

*Tabla A3.a Características principales de la trayectoria BAU comparada con la trayectoria Combinada GEA*

NRET en la combinación de generación	BAU	Combinada GEA
Acumulado 2010-2050	11%	21%
-Anual 2010	1%	1%
-Anual 2030	7%	14%
-Anual 2050	22%	39%
Combustibles fósiles en la mezcla de generación energética		
Acumulado 2010-2050	41%	31%
-Anual 2010	37%	37%
-Anual 2030	42%	34%
-Anual 2050	41%	26%
Crecimiento anual promedio proyectado del PIB	3,5%	3,5%
Eficiencia	Tasas históricas de mejora	Demanda final 41% menor que los niveles BAU
Inversión en demanda 2010-2050	No hay inversión en demanda	Inversión de US\$392.000 millones en demanda
Captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) 2010-50	Nada	Inversión de US\$95.000 millones en demanda
Toneladas de emisiones per cápita en 2050	9,3	3,7 sin medidas en AFOLU 2,0 con medidas en AFOLU
Electrificación	Nada	Considerable electrificación del sector transporte

Fuente: Base de datos de proyecciones del modelo GEA del IIASA (2013) y cálculos propios.

**Figura A3.a Desplazamiento de los combustibles fósiles de la generación por parte de las NRET en la trayectoria Combinada GEA**



Fuente: Base de datos de proyecciones del modelo GEA del IIASA (2013) y cálculos propios.

La ecuación estándar del LCOE contempla el descuento de la suma acumulada de todos los costos (tantos fijos como variables) a lo largo de la duración/período pertinente en cuestión (en este caso, de 2010 a 2050) hasta el valor presente neto a una tasa de descuento determinada (5% en este estudio)<sup>20</sup>, para luego dividirla entre la suma acumulada de todos los kWh de energía eléctrica producidos a lo largo del mismo período (también descontada al valor presente). Esto se hizo tomando cada proyección de datos del GEA relacionada con los costos en la trayectoria BAU y sumándolas, los costos incluyen:

- Gastos en energía distintos a inversión (es decir, por concepto de operación y mantenimiento, tanto privado como público, incluidos los mecanismos de apoyo) con una asignación ajustada al sector eléctrico
- Inversión en generación de fuentes no fósiles, con una fracción ajustada para cada una de las fuentes específicas de generación eléctrica
- Inversión en generación a partir de fuentes fósiles, con una fracción ajustada para cada una de las fuentes de generación a partir de combustibles fósiles específicas
- Inversión en transmisión y distribución, junto con acumulación, con una fracción ajustada para cada fuentes de generación
- Inversión en extracción a partir de fuentes fósiles y CAC; una vez más, con fracciones ajustadas para electricidad y fuentes dadas de generación<sup>21</sup>).

Las fracciones ajustadas se obtienen aplicando primeramente la participación de la electricidad en la combinación de energía secundaria (alrededor del 33%) y luego tomando en cuenta la participación de cada

<sup>20</sup> Se consideró que una tasa de descuento de 5% era una tasa real de retorno conservadora. El Apéndice 4 incluye un análisis de sensibilidad dirigido a determinar el impacto en los LCOE y los niveles relativos de beneficios para la sociedad bajo distintas tasas de descuento.

<sup>21</sup> Aunque la trayectoria BAU no prevé ninguna inversión energética en medidas de la demanda, la trayectoria Combinada GEA lo hace, y por lo tanto incluye costos de la demanda relacionados con la electricidad por el orden de US\$392.000 millones acumulados entre 2010 y 2050.

fuentes de electricidad en la mezcla de generación actual y futura de ALC. A continuación se efectúa un ejercicio de adición similar con la generación proyectada de todas las fuentes de electricidad de ALC hasta el 2050.

La base de datos de proyecciones del modelo GEA presenta datos de costos aislados y de generación como unidades de miles de millones de dólares estadounidenses (2005) y exajulios (EJ), respectivamente, proyectados anualmente para 2010, 2020, 2030, 2040 y 2050. Las series de cada uno de los años intermedios hasta el 2050 se aproximaron calculando un desplazamiento lineal de cada proyección de datos de una década a la siguiente. Luego se sumaron las series de datos ajustados de 2010 a 2050, descontándolas e introduciéndolas en la ecuación de LCOE –las sumas de costos agregados descontados en el numerador y la suma de la generación total descontada (convertida de EJ a kWh), en el denominador– lo que arroja el LCOE en términos de centavos de US\$/kWh para toda la combinación de energía eléctrica de ALC.

#### *Ejemplo de cálculo del LCOE: sector eléctrico completo de ALC en las trayectorias BAU y Combinada GEA*

A modo de parámetro inicial de referencia, se calcula el LCOE estimado del sector eléctrico de ALC en su conjunto, como se mencionó antes. Primero se toma del modelo GEA del IIASA las cifras proyectadas en la trayectoria BAU de inversión en generación de electricidad a partir de fuentes no fósiles para 2010 (US\$30.900 millones anuales), 2020 (US\$12.700 millones), 2030 (US\$24.450 millones), 2040 (US\$34.400 millones) y 2050 (US\$30.900 millones). Posteriormente, con la simplificación de una suposición lineal, se estima la cantidad de cada año (entre cifras anuales demarcadoras de décadas), para producir proyecciones totales anuales para cada uno de los 41 años (desde 2010 hasta 2050), cuya suma asciende a un total de US\$966.600 millones. Se emplea el mismo procedimiento (de cifras anuales de 2010-2050) para ALC en su conjunto en los demás ámbitos de costos de la electricidad: inversión en generación eléctrica a partir de fuentes fósiles (US\$85.500 millones), inversión en transmisión, distribución y acumulación (US\$885.000 millones), inversión en extracción de combustibles fósiles destinados a la electricidad (15% del total; la participación de la electricidad en el uso total de combustibles fósiles, o US\$529.000 millones) y gastos en energía distintos a inversión asignados a la electricidad (se asume que es de una tercera parte del total de todo el sector energético en su conjunto –participación de la electricidad en la combinación energética secundaria en 2050– o US\$1.334.000 millones). Estos subtotales de costos se agregan entonces para obtener una suma global de US\$3.800.000 millones en costos totales para el sector eléctrico completo de ALC entre 2010 y 2050, y luego se vuelve a descontar a 2010 a una tasa de descuento de 5%, lo que arroja US\$931.120 millones. Este valor, el valor presente neto del total de costos proyectados de la electricidad desde 2010 hasta 2050 en la trayectoria BAU, se coloca en el numerador.

El denominador se obtiene tomando los niveles proyectados de generación eléctrica de toda ALC en la trayectoria BAU hasta 2050 y sumándolos de la manera antes descrita (4,57 EJ en 2010, 5,82 EJ en 2020, 7,4 EJ en 2030, 9,57 EJ en 2040 y 12,43 EJ en 2050) para un total de 312,66 EJ de energía eléctrica producida entre 2010 y 2050. Esta suma se descuenta a razón de 5% para obtener un valor presente neto de 58,83 EJ. Los exajulios se pueden convertir en kWh multiplicándolos primero por un billón y luego dividiéndolos entre el factor de conversión de 3,6, para obtener kWh: en este caso, 16,3 billones de kWh. Este valor, el valor presente neto de la generación de electricidad proyectada de ALC en la trayectoria BAU, se pone en el denominador.

Dividiendo US\$931.120 millones entre 16,3 billones de kWh arroja un LCOE de la electricidad de ALC en su conjunto de US\$0,057/kWh, o US\$57/MWh (Tabla A3.b). Este ejercicio completo se efectúa entonces para la trayectoria Combinada GEA, para obtener un LCOE de la electricidad de ALC en su conjunto de US\$0,066/kWh, o US\$66/MWh (Tabla A3.c).

*Tabla A3.b Costo regional normalizado de electricidad para ALC, 2010-2050, trayectoria BAU*

	2010	2020	2030	2040	2050	Total años	41	Total descontado 5%
Generación eléctrica en EJ	4,57	5,82	7,38	9,57	12,43	312,7		58,83
Billones de kWh								16,3
Costo anual en miles de millones	57,01	55,85	91,21	130,24	150,01	3.800,3		932,12
Generación a partir de combustibles no fósiles	19,26	12,71	24,45	34,41	30,92	966,6		
Transmisión, distribución y acumulación	15,84	16,46	20,74	27,1	32,55	885,04		
Generación a partir de combustibles fósiles	1,82	1,46	2,05	2,25	3,75	85,5		
Extracción de combustibles fósiles	29,9	44,23	88,03	143,78	169,7	3.758,3		
Vinculado a la electricidad	4,12	6,09	12,12	19,80	23,37	529		
Captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés)	0	0	0	0	0	0		
Vinculado a la electricidad	0	0	0	0	0	0		
Gastos energéticos distintos a inversión	48,12	57,58	95,71	140,15	178,54	4043		
Vinculado a la electricidad	15,88	19,00	31,58	46,25	58,92	1.334,2		
LCOE total de ALC en US\$/kWh								0,057

Fuente: Base de datos de proyecciones del modelo GEA del IIASA (2013) y cálculos propios.

*Tabla A3.c Costo regional normalizado de electricidad para ALC, 2010-2050, trayectoria Combinada GEA*

	2010	2020	2030	2040	2050	Total 41 años	Total descontado a 5%
Generación de electricidad en EJ	4,57	5,56	7,38	9,86	13,62	319,10	58,16
Billones de kWh							16,15
Costo anual en miles de millones	57,39	54,46	91,60	134,96	179,19	4.384,08	1.074,36
Inversión en demanda eléctrica						391,82	
Generación a partir de combustibles no fósiles	19,27	14,91	23,83	34,72	48,89	1.075,37	
Transmisión, distribución y acumulación	15,84	14,84	22,82	30,98	39,94	965,26	
Generación a partir de combustibles fósiles	1,84	1,04	2,51	2,17	2,18	77,30	
Extracción de combustibles fósiles	29,9	26,97	45,74	58,57	51,83	1.721,50	
Vinculado a la electricidad	6,21	5,60	9,50	12,17	10,77	3.56,75	
Captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) vinculado a la electricidad	0	0	1,64	3,91	7,93	95,10	
Gasto energético distinto a inversión	43,13	54,73	94,87	154,6	210,56	4.310,52	
Vinculado a la electricidad	14,23	18,06	31,31	51,02	69,48	1.422,50	
LCOE total de ALC en US\$/kWh							0,066

Fuente: Base de datos de proyecciones del modelo GEA del IIASA (2013) y cálculos propios.

[www.iadb.org/climatechange](http://www.iadb.org/climatechange) | [twitter: @BIDcambioclima](https://twitter.com/BIDcambioclima)  
[www.iadb.org/energy](http://www.iadb.org/energy) | [twitter: @BIDenergia](https://twitter.com/BIDenergia)