



Repensemos nuestro futuro energético

Un documento de discusión sobre energía renovable para el Foro Regional 3GFLAC

Walter Vergara
Claudio Alatorre
Leandro Alves

**Banco
Interamericano de
Desarrollo**

**División de Cambio
Climático y
Sostenibilidad**

DOCUMENTO DE DEBATE

No. IDB-DP-292

Junio 2013

Repensemos nuestro futuro energético

Un documento de discusión sobre energía renovable
para el Foro Regional 3GFLAC

Walter Vergara
Claudio Alatorre
Leandro Alves



Banco Interamericano de Desarrollo
2013

<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.

Prefacio

El Foro Mundial sobre Crecimiento Verde [Global Green Growth Forum o 3GF] se inició en 2011 con el objeto de apoyar la transición del mundo hacia un crecimiento verde e inclusivo mediante la formación de alianzas mundiales y de la promoción de asociaciones público-privadas. Este foro constituye una plataforma única para catalizar alianzas que puedan llevar a escala de manera acelerada oportunidades de crecimiento verde a través de vínculos entre gobiernos de países desarrollados, en desarrollo y economías emergentes con el sector privado. Para alcanzar plenamente el potencial del crecimiento verde se requiere la movilización efectiva y a escala de capital humano, tecnológico y financiero. Esto solo será posible si los gobiernos y el sector privado colaboran en los ámbitos local, nacional e internacional para superar barreras y crear incentivos correctos que permitan que los actores inviertan e innoven.

El 3GF mundial es organizado por el gobierno de Dinamarca y cuenta con el apoyo de cinco países socios: China, Kenia, México, Qatar y la República de Corea. Durante el Foro Mundial sobre Crecimiento Verde (3GF) realizado en octubre de 2012 en Copenhague¹, el gobierno de Dinamarca y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) acordaron emprender un esfuerzo mancomunado en el ámbito del 3GF para promover una discusión de seguimiento sobre el tema de energía y clima.

El 3GF de América Latina y el Caribe (3GFLAC) que se realizó en Bogotá el 18 de junio de 2013 bajo los auspicios del BID y de los gobiernos de Dinamarca y Colombia. El 3GFLAC parte de los resultados de la conferencia Río+20, donde se plantearon importantes cuestionamientos sobre el futuro y la naturaleza del crecimiento. Allí se hizo un llamado para que los países de América Latina y el Caribe (ALC) optaran por modelos de crecimiento limpios, eficientes, resilientes al clima, y socialmente inclusivos². Esta será la primera reunión regional del 3GF y allí se intentará crear una plataforma de diálogo entre los actores de más alto nivel para intercambiar los conocimientos más recientes y las mejores prácticas en materia de política pública, así como para discutir cómo promover inversiones y tecnologías innovadoras en el campo de la energía renovable. La reunión se centrará en establecer la mejor manera de utilizar la dotación sustancial de energía renovable con que cuenta la región para satisfacer su creciente demanda energética.

Con el presente documento se busca estimular las discusiones, compromisos y formación de alianzas entre los gobiernos y el sector privado durante el foro. Los compromisos e ideas nuevas que surjan de esta primera reunión regional del 3GF no solamente beneficiarán a la región de ALC sino que servirán para alimentar la reunión mundial del 3GF en Copenhague el 21 y 22 de octubre de 2013.

En la elaboración y revisión del presente documento participaron varios individuos, entre ellos Wilson Rickerson (Meister Consultants Group); Mauricio Solano Peralta y Xavier Vallve (Trama TecnoAmbiental); Chris Flavin y Michael Weber (Worldwatch Institute); Juan Pablo Carvallo y Dan Kammen (Universidad de California, Berkeley); Rajendra K. Pachauri (TERI); Jason Eis (Global Green Growth Institute); David McCauley, Tabaré Arroyo y Santiago Lorenzo (WWF); Lisbeth Jespersen (Ministerio de Asuntos Internacionales, Dinamarca); Karen Schutt (Ministerio de Minas y Energía, Colombia); Paul Isbell (Universidad de Johns Hopkins); Hilen Meirovich, Ana R. Ríos, Juan Roberto Paredes, José Ramón Gómez, Arnaldo Vieira, Verónica Valencia y Emiliano Detta (Banco Interamericano de Desarrollo).

Resumen Ejecutivo

En América Latina y el Caribe, tanto el crecimiento poblacional estimado como las expectativas de mejora de la calidad de la vida constituyen la base de proyecciones de un crecimiento anual del 3% durante las próximas décadas. Esto implica que la región necesitará duplicar la capacidad instalada de generación eléctrica hasta alcanzar cerca de 600 GW hacia 2050, a un costo cercano a los US\$430 mil millones³. Si bien esto implica un desafío, también ofrece una oportunidad para que la región redefina su modelo energético.

ALC ya cuenta con un sector eléctrico bajo en carbono, el cual se encuentra anclado en un recurso hidrológico sustancial. Sin embargo, la demanda esperada de energía requerirá realizar ampliaciones significativas a la matriz energética existente. Afortunadamente, la región tiene la capacidad de producir cerca de 78 PWh⁴ a partir de energía solar, eólica, marina, geotérmica y de biomasa. La capacidad pico nominal correspondiente a esta generación es de aproximadamente de 34 TW⁵ (la capacidad instalada eléctrica mundial es de 5 TW), muy superior a cualquier demanda esperada. El costo de uso de estas Tecnologías de Energías Renovables No Convencionales (TERNCTERN) se está reduciendo y en algunos casos ya son competitivas con los combustibles fósiles.

Estos recursos representan opciones cuyas emisiones de carbono son cercanas a cero. Asimismo constituyen recursos energéticos propios y sin fecha de vencimiento, los cuales además proporcionan varios beneficios sociales⁶ como seguridad energética, resiliencia climática, mejoras ambientales locales, creación de empleos domésticos y una reducción en los gastos por combustibles fósiles, entre otros. Según un estimado, el valor de estos beneficios sociales podría ascender a US\$50 por cada MWh suministrado, lo cual ubica a varias de estas alternativas en posiciones altamente competitivas.

Aunque se supone que, en lo fundamental, las reglas que aplican al sector eléctrico en ALC y en el mundo son en general son “tecnológicamente neutras”, lo cierto es que se moldearon a la medida de las tecnologías convencionales de generación eléctrica y por lo tanto muestran sesgos intrínsecos contra la energía renovable. Las TERN difieren de la generación convencional en sus estructuras de costos, en los flujos de ganancias y costos, así como en los perfiles de generación, distribución geográfica y en la amplia variedad de beneficios sociales que producen. Por lo tanto, el escalamiento de estas TERN requerirá la reformulación del marco regulatorio.

Con el fin de acomodar tales diferencias, los países pueden implementar mecanismos para compensar los sesgos actuales, o bien reformar el marco regulatorio e institucional del mercado de la electricidad de manera que se convierta en un campo de juego verdaderamente nivelado, en especial en lo que se refiere a acomodar generación variable y a desarrollar mecanismos de precios. Las políticas públicas desempeñan un papel importante cuando se trata de reducir los riesgos asociados con las TERN y de aumentar el potencial de rentabilidad de tales inversiones. Los países y regiones que tomen la delantera en desarrollar estas nuevas fuentes de energía lograrán una obvia ventaja en uno de los sectores de más rápido crecimiento en el mundo, lo cual les permitirá aprovechar plenamente el crecimiento económico y la generación de empleo que de allí se deriven.

Repensemos nuestro futuro energético

Un documento de discusión sobre energía renovable para el Foro Regional 3GFLAC

Introducción

En América Latina y el Caribe, tanto el crecimiento poblacional proyectado como las expectativas de mejora de la calidad de la vida constituyen la base de proyecciones de un crecimiento anual del 3% durante las próximas décadas. Esto implica que la región necesitará duplicar la capacidad instalada de generación eléctrica hasta alcanzar cerca de 600 GW hacia 2050, a un costo cercano a los US\$430 mil millones⁷. Esto significa todo un desafío, pero también una oportunidad para que la región redefina su modelo energético.

Los planes actuales de algunos países de la región consideran que una participación sustancial de la demanda emergente podría satisfacerse con combustibles fósiles, mientras que la mayor parte podría ser cubierta con energía hidroeléctrica. Sin embargo los combustibles fósiles –la fuente principal de energía en el mundo– están llevando al cambio climático a umbrales peligrosos⁸. Un futuro sostenible (“el futuro que queremos”, tal y como se planteó en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Desarrollo Sostenible) requiere un cambio urgente de sendero, lo cual solo es posible apartándose de los escenarios habituales (*business as usual* o *BaU*) si se quiere evitar que las temperaturas globales sigan escalando por encima de los 2 grados Celsius (°C) durante el presente siglo.

Una meta mundial de estabilización climática de tal magnitud exigiría que no se emitan más de 20 gigatoneladas (Gt) de CO₂ para el año 2050 (una desviación significativa de las proyecciones actuales de 45 Gt de CO₂), y no más de 10 Gt de CO₂ para finales del presente siglo. Bajo las proyecciones actuales de crecimiento demográfico, esto implica un promedio anual per cápita de emisiones de 2 toneladas para mediados del siglo, lo cual equivale a menos del 40% de los niveles actuales⁹.

Afortunadamente la región cuenta con un sendero alternativo que es coherente con las metas propuestas. A partir de una base de suministro relativamente limpia (la capacidad instalada de electricidad en ALC se estima en cerca de 325 GW, la mayor parte de la cual (52%) se está obteniendo a base de recursos de energía renovable, entre ellos la energía hidroeléctrica¹⁰), las Tecnologías de Energías Renovables No Convencionales (TERNC) –solar, eólica, geotérmica, de mareas, hidroeléctrica en pequeña escala y bioenergía avanzada– y las mejoras en eficiencia energética pueden desempeñar actualmente, junto con la energía hidroeléctrica, un papel fundamental en lo que se refiere a satisfacer las necesidades energéticas de ALC.

Los costos de estas tecnologías están disminuyendo aceleradamente y en muchos casos pueden competir con los combustibles fósiles. Dado que ALC cuenta con una riqueza inigualable en su base de recursos, la región se encuentra en una posición privilegiada para que allí los costos de generación de la energía renovable (ER) se ubiquen en el extremo más bajo del espectro mundial. Este hecho es particularmente significativo dado que actualmente estas fuentes se encuentran suministrando una electricidad que es menos costosa que la generada por los combustibles fósiles en otras partes del mundo¹¹. Y esto se puede lograr con beneficios adicionales y sustanciales de carácter económico, ambiental y social.

En el ámbito mundial, la escala de los avances recientes en materia de energía renovable sugiere que están ocurriendo transformaciones históricas en tal sentido. Las TERNC —bien sea ensambladas en grandes centrales eléctricas o en pequeños sistemas altamente descentralizados-- están diversificando rápidamente las economías energéticas de muchos países. Algunas naciones industriales como Alemania y Dinamarca, y otras como México, Uruguay, Costa Rica y China, han hecho avances importantes en hacer de las energías renovables y de la eficiencia energética componentes centrales de su futuro energético. Los países y regiones que tomen la delantera en desarrollar estas nuevas fuentes de energía lograrán una obvia ventaja en uno de los sectores de más rápido crecimiento en el mundo, lo cual les permitirá aprovechar plenamente el crecimiento económico y la generación de empleo que de allí se deriven.

Hoy en día, esta discusión es incluso más relevante dado que la región *está enfrentando macrotendencias que están redefiniendo la evolución del sistema eléctrico*¹², entre ellas la necesidad de mitigar las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI); los impactos del cambio climático que incrementan la necesidad de una mayor resiliencia en los sistemas eléctricos; el efecto cada vez mayor de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles; la llegada de nuevas tecnologías de la información y las comunicaciones para la vigilancia y control de la red eléctrica (redes inteligentes); el surgimiento de nuevos modelos de negocios para la generación de energía limpia tanto en gran escala como en pequeña escala); y la electrificación cada vez mayor de la flota vehicular.

Si bien es cierto que en la región se han hecho inversiones en energía renovable no convencional, el uso de estos recursos no ha alcanzado si quiera una buena parte de su potencial, pues existen todavía mitos y barreras a su implementación. En primer lugar está la percepción de que las TERNC son un lujo que está por fuera del alcance de la región si no se cuenta con subsidios o con apoyo externo. Muchos creen que las TERNC solo pueden satisfacer una porción muy reducida de la demanda energética. Más aún, se cree que los recursos variables como son la energía solar y eólica le imponen una pesada carga a los sistemas de generación eléctrica. Finalmente, existe la idea explícita de que las fórmulas de política que promueven las energías renovables tienen un precio muy elevado para los países que las implementan. Y como no se trata simplemente de transferir políticas exitosas a través de las fronteras, falta claridad acerca de cómo acelerar el despliegue de las TERNC.

Este documento se centra en la necesidad que tiene la región de definir su modelo económico futuro y al mismo tiempo satisfacer una demanda energética cada vez mayor respondiendo a tres preguntas: ¿Cuál es la magnitud de los recursos renovables disponibles? ¿Cuáles son los beneficios sociales asociados?¹³ ¿Cuáles son las opciones de política que conducen a la adopción de fuentes de energía renovables?

Aquí se introducen estos temas y se prepara el escenario para iniciar discusiones más amplias sobre un nuevo futuro energético en el cual nuevas fuentes de energía resilientes y renovables satisfagan la mayor parte de los requerimientos energéticos de la región de ALC como complemento a su rica base de energía hidroeléctrica. Para lograr esta meta, este informe se enfoca en las TERNC para generación eléctrica conectada a la red. Quedan pendientes otras discusiones igualmente interesantes —que en el momento superan el alcance de este análisis-- relativas a los nuevos paradigmas para aumentar la eficiencia energética, el uso de energía renovable en el transporte y en las aplicaciones de calefacción, y para expandir el acceso a la energía mediante sistemas por fuera de la red eléctrica.

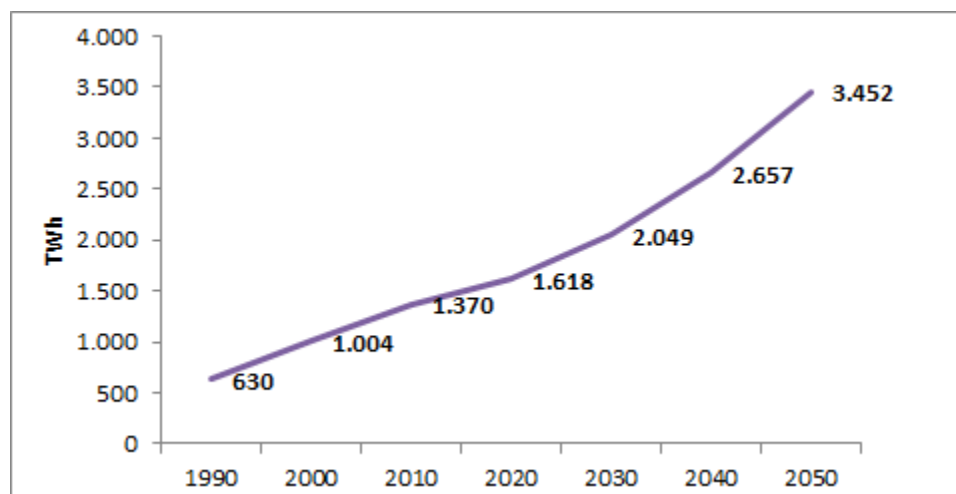
Dotación de recursos de TERNC para generación eléctrica en ALC

Demanda de electricidad

ALC generó 1,3 PWh¹⁴ en 2010, lo cual representa casi el 7% de la producción total de electricidad en el mundo (20,2 PWh)¹⁵ y un aumento de cerca del 50% desde el año 2000 (Gráfico 1). Asimismo, en 2010 la región contaba con una capacidad eléctrica instalada de 325 GW, es decir, 6,4% del total global (5,07 TW)¹⁶. Sin embargo, se proyecta que la demanda de electricidad en la región aumente a 3,5 PWh¹⁷ para el año 2050.

Con base en cifras del Modelo GEA del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA por sus siglas en inglés), el BID estima que en el escenario habitual (BaU), la demanda de electricidad prácticamente se triplicaría hasta llega a cerca de 3,5 PWh (Gráfico 1), mientras que para el año 2050 se espera que las emisiones de carbono del sector eléctrico se dupliquen frente a sus niveles actuales (de 0,25GtCO₂e/año a 0,54GtCO₂e/año)¹⁸. Lo anterior implica una elevada participación de la generación eléctrica distinta a la basada en combustibles fósiles, aunque las proyecciones para la región aún señalan que registrará un aumento neto de emisiones.

Gráfico 1. Demanda de electricidad, ALC 1990-2050

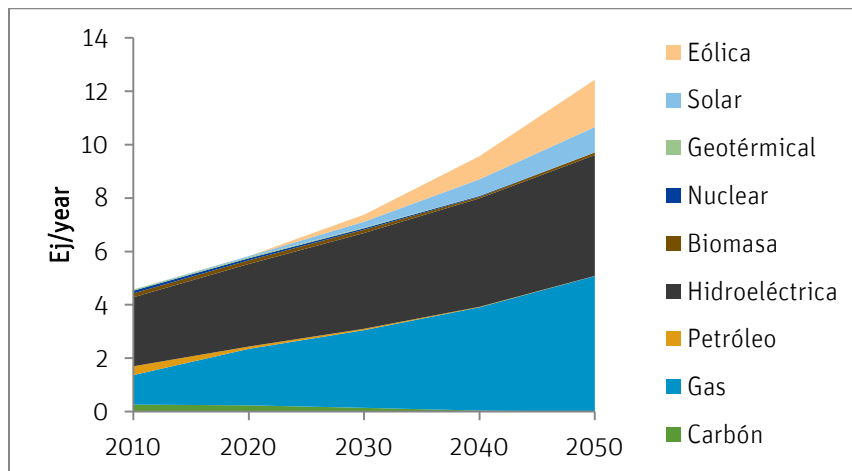


Fuente: Cifras históricas de British Petroleum Annual Statistical Review of World Energy 2012. Las proyecciones para 2050 se hicieron con base en la GEA Model Database de IIASA. Las cifras para 2010 corresponden al promedio de las de BP (1.373 TWh) e IIASA (1.269,8 TWh). Mil (1.000) TWh equivalen a un petavatio/hora (PWh).

Si bien es cierto que tanto el carbón como el petróleo desempeñan solo papeles menores en la matriz de electricidad de ALC, se proyecta que estos dos combustibles fósiles desaparezcan completamente para 2050, incluso en el escenario habitual (BaU) de IIASA. De todas maneras se espera que la participación de los combustibles fósiles en la matriz de generación eléctrica aumente de 37 a 40% (hasta alcanzar un techo de 42% en 2030), fundamentalmente debido a que se proyecta que la participación del gas natural ascienda de 24 a 41% para 2050. Lo cierto es que más allá de 2030, la expansión del gas natural comenzará a competir con las TERNC y la energía hidroeléctrica en gran escala en la matriz de generación. Esta expansión significativa del gas natural –que se espera dentro de la trayectoria BaU– es lo que da cuenta de la duplicación proyectada en las emisiones del sector eléctrico de ALC. Se proyecta igualmente que la participación de la energía hidroeléctrica en la matriz eléctrica de ALC también disminuya de un 56% en 2010 a un 36% en 2050.

Entre tanto, se proyecta que la participación de las TERNC en la matriz eléctrica de ALC aumente de menos de 1% en la actualidad a 22% en 2050 (Gráfico 2).

Gráfico 2. Evolución proyectada de la matriz eléctrica de ALC hasta 2050

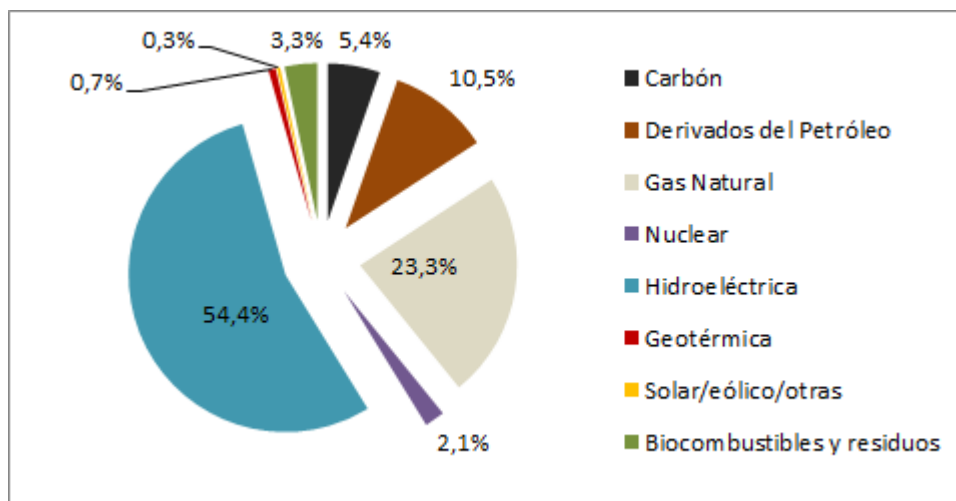


Fuente: IIASA GEA Model Database.

Suministro de electricidad

Una de las características distintivas de la matriz de suministro eléctrico en ALC es la clara dependencia de la energía hidroeléctrica (Gráfico 3). En la región en general, las TERNC y la energía hidroeléctrica constituyen el 52% de la capacidad instalada actual y generan cerca del 59% de la electricidad de la región¹⁹.

Gráfico 3. Generación eléctrica en América Latina en 2010



Fuente: IEA 2010, World Energy Balances.

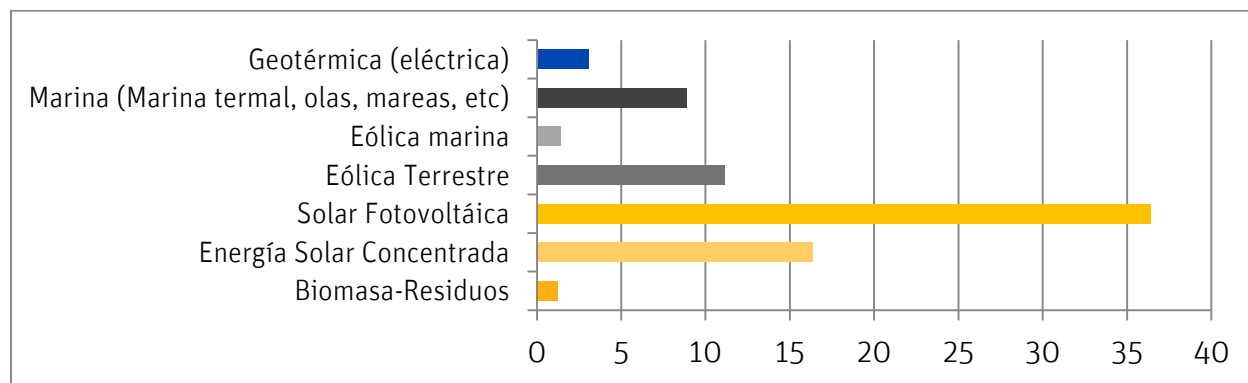
Aunque esta contribución significativa a la generación de electricidad proporciona beneficios sustanciales en el ámbito global y local, de otra parte aumenta la exposición de la región a los cambios en la estabilidad de los ciclos hidrológicos proyectados bajo los escenarios actuales de cambio climático. En este contexto, y con el fin

de mantener una matriz diversificada de suministro eléctrico al tiempo que se limitan las emisiones de carbono, la región deberá acceder a otros recursos de energía renovable.

Afortunadamente²⁰, en ALC los recursos renovables distintos a la energía hidroeléctrica son también abundantes, de calidad mundial y podrían fácilmente proporcionar el complemento necesario a la anterior para satisfacer la demanda regional hasta 2030 y más allá, incluso suponiendo tasas de crecimiento de demanda muy dinámicas y teniendo en cuenta una serie de limitaciones técnicas. Los diagnósticos recientes²¹ muestran que la región podría producir cerca de 80 PWh a partir de energía solar, eólica, marina, geotérmica y de biomasa (Gráfico 4). La capacidad pico nominal correspondiente sería de unos 34 TW²² (500 GW de geotérmica; 3.400 GW de marina y oceánica; 450 GW de eólica en alta mar; 4.200 GW de eólica en tierra firme; 17.000 GW fotovoltaica; 7.500 GW energía solar concentrada (ESC) y 850 GW de residuos de biomasa), muy por encima de la demanda esperada y lo suficiente como para satisfacer la demanda de la región entera e incluso la del mundo varias veces.

Teniendo en cuenta que el consumo actual es de 1,3 PWh, el aprovechamiento del 1,6% del potencial técnico disponible permitiría satisfacer toda la demanda actual de electricidad. Más aún, el crecimiento estimado de demanda para 2050 –de 3,5 PWh– solamente daría cuenta del 4% del potencial técnico total disponible. En un contexto global, teóricamente el potencial de energía renovable de ALC podría satisfacer una gran parte de la demanda mundial de electricidad. La disponibilidad de este recurso frente al desafío de la sostenibilidad en el suministro de electricidad, así como los beneficios que su despliegue le podría traer a la región, invitan a que se estudie y explore aún más la manera de maximizar su uso.

Gráfico 4. Potencial técnico del recurso de energía renovable para la generación de electricidad en ALC (PWh)

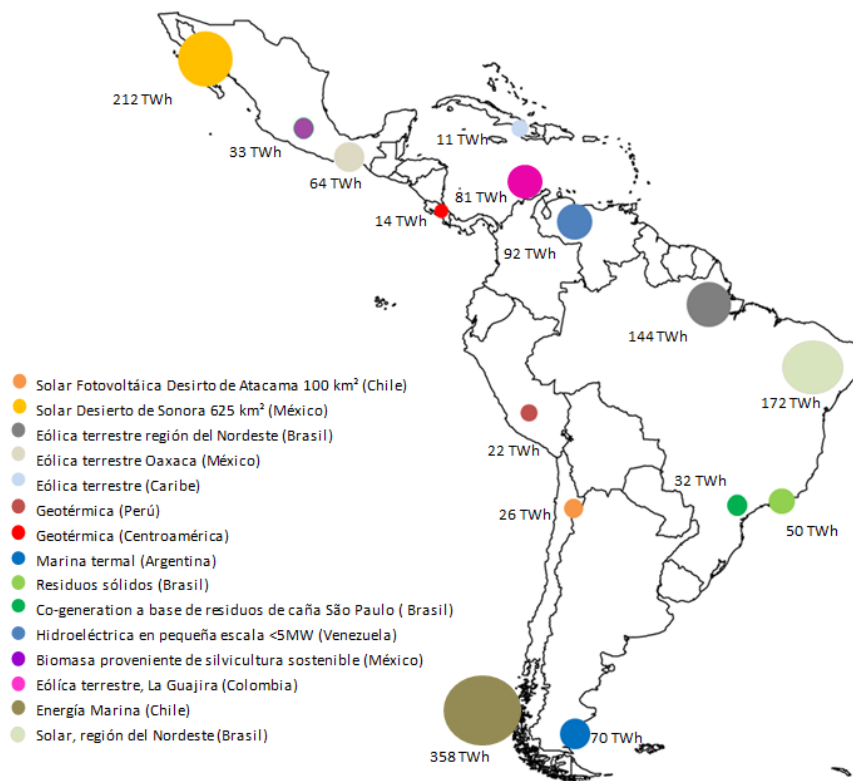


Fuente: REN21²³. De hecho, la energía solar es un recurso ilimitado. Sin embargo, en este estudio se establecieron límites al recurso solar con base en la disponibilidad de espacio (para México y Centroamérica se trabajó con el supuesto de 269 millones de hectáreas, mientras que para Sudamérica se consideraron 1.761 millones), usando un factor promedio de uso del suelo de 0,6, una radiación solar promedio de 152,4 a 175,9 W/m², un 25% de conversión de eficiencia y un factor de desempeño del 90%.

Algunos de los recursos de energía renovable se encuentran ampliamente distribuidos, mientras que otros se hallan concentrados en lugares específicos. En el

Gráfico 5 se muestran recursos regionales específicos de energía renovable provenientes de diferentes estudios nacionales. Solamente el desarrollo de estos recursos ilustrativos podría satisfacer más del 100% de la demanda actual de electricidad. Estas cifras no necesariamente representan todo el recurso en un área dada. En el caso del desierto de Atacama, por ejemplo, la superficie terrestre requerida para generar 26 TWh sería solo de 100 km², es decir, 0,01% de su área total.

Gráfico 5. Ejemplos de sitios ricos en recursos de energía renovable para generación eléctrica



Fuente: Elaboración propia con base en información de expertos.

Nota: Potencial técnico estimado por sitio específico: México (solar)²⁴; eólica tierra firme (Brasil)²⁵; Venezuela²⁶; Argentina²⁷; México (eólica tierra firme)²⁸; Brasil (residuos sólidos)²⁹; Brasil (cogeneración a base de caña de azúcar)³⁰; Chile (solar fotovoltaica)³¹; Perú³²; Centroamérica³³; México (biomasa)³⁴; Caribe³⁵; Colombia³⁶; Chile (marina)³⁷ y Brasil (solar)³⁸.

El monto de las inversiones nuevas en las TERNC está aumentando aceleradamente en todo el mundo. En 2012, las inversiones en TERNC y energía hidroeléctrica ascendieron a US\$244 mil millones, es decir, un aumento de más del 600% desde 2004. Las proyecciones para 2012-2035 muestran un acumulado total estimado de US\$6 billones de una inversión total posible en el sector electrodo de US\$16,9 billones³⁹. Sin embargo, la participación de ALC en la inversión mundial en TERNC y energía hidroeléctrica es modesta: 5,4% del total⁴⁰.

No obstante esta participación reducida en las inversiones totales, la región está impulsando actividades nuevas y muy significativas en este campo, entre las cuales figuran:

- **Fotovoltaica.** Se ha registrado un marcado aumento en la actividad de desarrollo de proyectos en el campo de la energía solar fotovoltaica en la región, impulsado por las notables reducciones de costos ocurridas durante los últimos años. Es así como se ha concluido –o se ha comenzado– el desarrollo de varios sistemas fotovoltaicos en gran escala. Los pronósticos de la industria muestran que para 2016 la región podría contar con 2 GW de capacidad instalada⁴¹.

- **Energía Solar Concentrada (ESC).** La primera central eléctrica de ESC se está construyendo actualmente en México; se trata de una central híbrida (solar/gas) cuya capacidad de generación solar es de 14 MW⁴². En Chile, el gobierno ha abierto un proceso de licitación para ESC, cuyo rango se estima entre 50 y 100 MW, para lo cual se ofrece un subsidio público, además de acceso a financiamiento concesional y a recursos en donación⁴³.
- **Eólica.** Los costos de la energía eólica también se han reducido de manera acelerada, a lo cual han contribuido la entrada de diseños más eficientes y de torres más grandes con capacidades más amplias⁴⁴. Entre las TERNC, la energía eólica es la que está creciendo más rápidamente en la región. La capacidad instalada acumulada en América Latina llegó a 3,5 GW en 2012, es decir, un incremento del 53% frente a los 2,3 GW⁴⁵ instalados en 2011. La mayoría de estas ampliaciones se registraron en Brasil, país que ha instalado más de 1 GW,⁴⁶ y en México, que agregó más de 800 MW en 2012.
- **Geotérmica.** México es el quinto productor mundial de electricidad geotérmica con cerca de 1 GW de capacidad instalada. Este país se encuentra actualmente tratando de complementar la actividad del servicio con proyectos del sector privado, además de que ha solicitado recursos del Fondo de Tecnología Limpia⁴⁷. América Central cuenta con casi 500 MW de capacidad instalada en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua. Últimamente los países del Caribe (St. Kitts y Nevis, Granada, Dominica, Montserrat y Santa Lucía) han elaborado planes para aprovechar sus recursos geotérmicos. Hasta la fecha no se han realizado proyectos geotérmicos en Sudamérica, si bien Argentina está planeando una central de 100 MW en Neuquén⁴⁸, mientras que Colombia, Ecuador y Panamá están explorando activamente este recurso⁴⁹.
- **Generación a base de biomasa.** La biomasa, incluyendo la energía generada a partir de residuos, es la fuente principal de electricidad a partir de TERNC en ALC. La mayoría proviene de residuos de caña de azúcar o de madera en Brasil (7.800 MW), seguido por México (496 MW), Guatemala (300 MW), Argentina (300 MW) y Chile (526 MW)⁵⁰. La región sigue mostrando interés en desarrollar electricidad a partir de recursos de biomasa y residuos.

Energía marina. En el momento ALC no cuenta con ningún proyecto de energía a partir del oleaje, las mareas o de energía térmica oceánica, aunque está surgiendo un interés por estas fuentes como resultado de la existencia de un potencial significativo en la región. Con el apoyo del BID, Chile se encuentra estudiando la posibilidad de sacar a licitación la elaboración de prototipos de energía a partir del oleaje y las mareas en el sur del país, para así aprovechar la dotación significativa presente a lo largo de su extenso litoral.

Hidroeléctrica en pequeña escala:⁵¹ La capacidad instalada en la región asciende a cerca de 1,6 GW⁵².

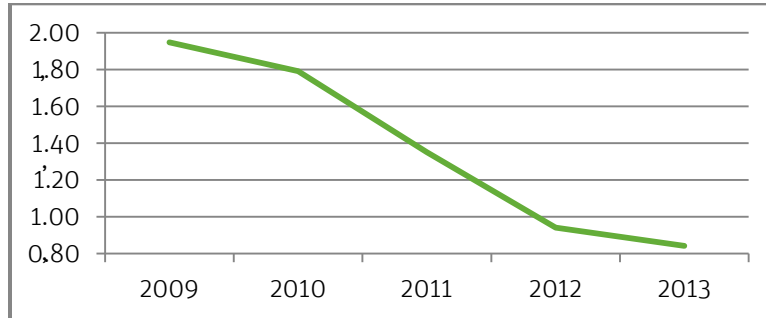
Costos

Los costos de las TERNC están bajando como resultado de su entrada al mercado y curva de madurez. Cabe destacar el caso de la electricidad fotovoltaica, ya que actualmente se encuentra a punto de alcanzar su fase comercial plena. El costo nivelado de energía (LCOE por su sigla en inglés) de la energía fotovoltaica ha sido históricamente más elevado que el de otras tecnologías de generación. Sin embargo, durante los últimos años los precios de esta tecnología han disminuido drásticamente, al punto de que el costo de los paneles se había reducido a montos de US\$0,80/vatio y menores en 2013 (

Gráfico 6). Lo anterior se ha traducido en la marcada disminución del LCOE para energía fotovoltaica, así como en la reducción de los incentivos requeridos. En Alemania, por ejemplo, los incentivos a la energía fotovoltaica por kWh han bajado en un 50% entre 2009 y 2012⁵³. Pero lo más importante es que los precios en la mayoría

de las subastas de TERNC que se llevan a cabo en América Latina muestran un descenso (Cuadro 1), particularmente en los mercados más grandes y en los peldaños inferiores del LCOE.

Gráfico 6. Costos globales de paneles fotovoltaicos, 2009-2013 (US\$/vatio)

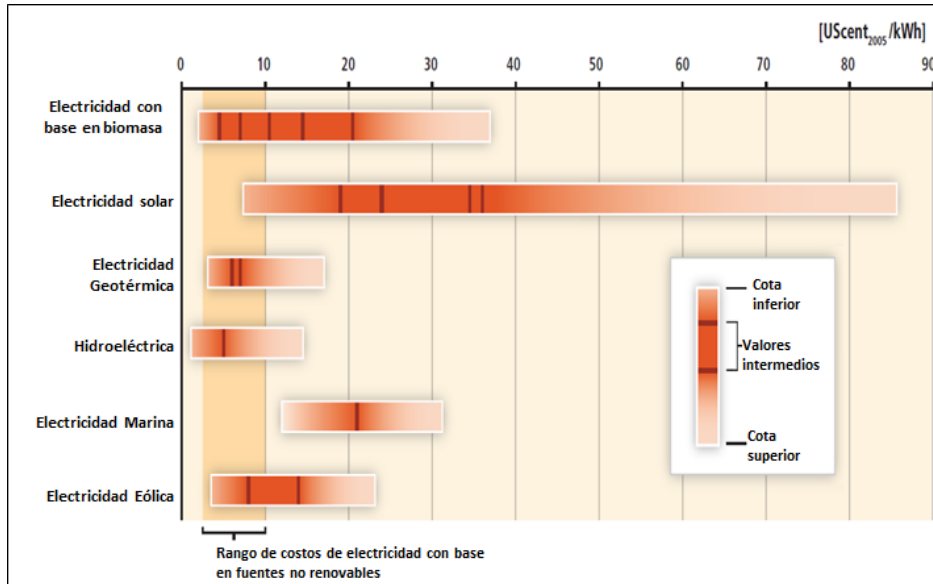


Fuente: Adaptado de Bloomberg New Energy Finance (2013).

El Informe Especial sobre Fuentes Renovables de Energía y Mitigación del Cambio Climático publicado por el Grupo Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático proporciona el LCOE para diversas tecnologías (Gráfico 7) en el mundo. Además, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por su sigla en inglés) finalizó recientemente un conjunto de datos sobre LCOE para diferentes tecnologías en ALC (

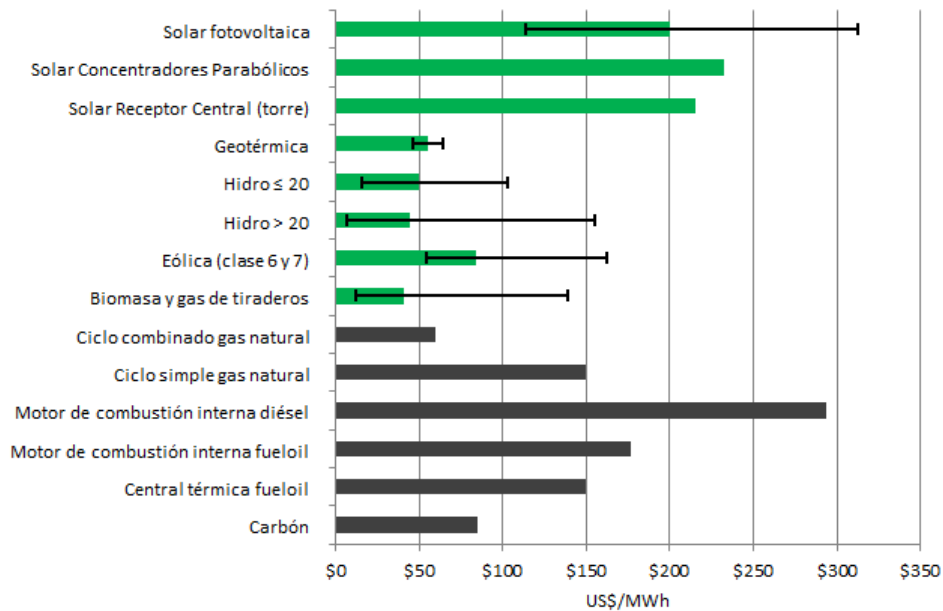
Gráfico 8)⁵⁴. Si bien es cierto que los cálculos sobre LCOE excluyen los costos totales del sistema, en muchos casos las TERNC pueden ser una opción efectiva en función de los costos (aunque se requieren mayores análisis para establecer comparaciones para cada uno de los sistemas de electricidad). Se espera que los LCOE declinen aún más para la mayoría de las TERNC, a medida que estas avanzan en la curva de maduración (Gráfico 9).

Gráfico 7. Costo nivelado de generación de electricidad, IPCC



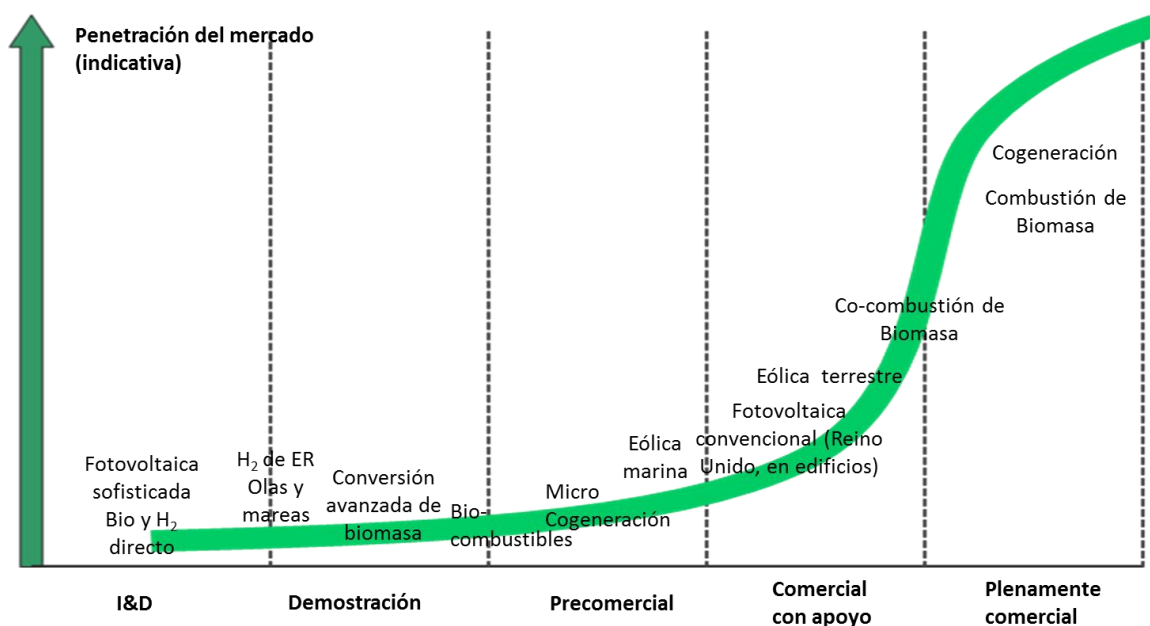
Fuente: Adaptado del gráfico SPM5, SRREN⁵⁵. Los valores medios se muestran las siguientes subcategorías clasificadas en el orden en que aparecen en los respectivos rangos (de izquierda a derecha): **Electricidad a base biomasa:** 1. Combustión combinada o co-combustión; 2. Cogeneración a pequeña escala (Gasificación con motor de combustión interna); 3. Disparo directo y cogeneración; 4. Cogeneración a pequeña escala (turbina de vapor); 5. Cogeneración a pequeña escala (ciclo de Rankine Orgánico). **Electricidad Solar:** 1. Energía solar concentrada; 2. Fotovoltaica gran escala (1 eje y la inclinación fija); 3. Fotovoltaica Comercial de azotea; 4. Residencial azotea PV. **Electricidad geotérmica:** 1. Planta de condensación; 2. Central de ciclo binario. **Energía hidroeléctrica:** 1. Todos los tipos. **Electricidad marina:** 1. Barrera de mareas. **Electricidad eólica:** 1. Terrestre, 2. Marina.

Gráfico 8. Costo nivelado de generación de electricidad en ALC, IRENA



Fuente: Con base en las cifras provenientes del banco de datos de IRENA⁵⁶ sobre LCOE de las TERNC y en datos reales de proyectos en ALC, excluyendo incentivos y subsidios gubernamentales. Las barras verdes muestran las medianas, mientras que las barras de error muestran los valores máximos y mínimos. Los datos correspondientes a las dos tecnologías de ESC, así como a las tecnologías a base de combustibles fósiles, se apoyan en un estudio de IMCO⁵⁷ con cifras de la compañía de servicios públicos de México, CFE, sobre el precio de los combustibles. Hidro ≤ 20 se refiere a centrales hidroeléctricas de menos de 20 MW.

Gráfico 9. Grado de maduración de las diversas tecnologías de energía renovable



Fuente: Elaboración propia con base en Foxon et al. (2005).58

Cuadro 1. Resultados de contratos y subastas de TERNC públicamente disponibles en países de ALC

País	Tarifas promedio en US\$/MWh (Tamaño en MW)				Año	Tipo
	Eólica	Biomasa	Hidro pequeña	Solar		
Argentina	127 (754)	0	0	572 (30)	2009	Subasta
Brasil	150 (1.000)	70 (N/D)	96 (N/D)	0	2006	Público
Brasil	77 (1.800)	80 (2.400)	0	0	2009	Subasta
Brasil	75 (2.050)	82 (713)	81 (N/D)	0	2010	Subasta
Chile	102 (78)	0	0	0	2009	Privado
Honduras	120 (102)	0	0	0	2009	Público
Honduras	148 (94)	0	0	0	2010	Público

México	66 (304)	0	0	0	2009	Subasta
Panamá	91 (121)	0	0	0	2011	Subasta
Perú	80 (140)	63 (27)	60 (160)	220 (90)	2010	Subasta
Uruguay	85 (150)	0	0	0	2010	Subasta

Fuente: Carvallo (2013)⁵⁹. "Público" significa una adquisición directa, "Subasta" significa una subasta internacional, independientemente de quien la llevó a cabo, y "Privado" se refiere a un proyecto privado, no desarrollado a través de subastas ni de adquisición.

Beneficios sociales derivados de las TERNC usadas para generar electricidad en ALC

Las TERNC generan *más que energía*⁶⁰. Además de representar una opción energética con emisiones de carbono cercanas a cero, como grupo constituyen un recurso propio de energía sin fecha de vencimiento y con varios beneficios sociales⁶¹. A continuación se presenta una síntesis de los beneficios sociales claves para guiar el proceso de toma de decisiones sobre cómo utilizar estos recursos:

- **Las TERNC contribuyen a descarbonizar las economías regionales.** En comparación con los estándares globales, las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) del sector eléctrico en ALC son bajas; sin embargo, las proyecciones actuales predicen que estas se incrementarán a medida que se construye un mayor número de centrales de carbón y gas natural para satisfacer la demanda regional⁶². El desarrollo de las TERNC a escala es una de las estrategias más efectivas para reducir las emisiones de GEI en la región, en la medida en que también facilitaría la descarbonización de los sectores industrial y de transporte. La adopción de metas audaces de despliegue de energías renovables además fortalecerá la posición de aquellos países que emprendan acciones proactivas en la arena del cambio climático en el ámbito internacional.
- **Las TERNC pueden contribuir a la seguridad energética de largo plazo.** Por seguridad energética se entiende el control (soberanía) que ejerce un país sobre sus recursos energéticos y la capacidad que tenga el sistema de responder a las interrupciones de suministro de combustible (es decir, su resiliencia)⁶³.
 - Dada la naturaleza inagotable del suministro de energía renovable, la seguridad del mismo se extiende por generaciones. En el Diagnóstico sobre Energía Global de la IIASA realizado recientemente se concluye que ALC podría capturar los beneficios derivados de la seguridad energética a partir de una transición hacia la energía renovable⁶⁴.
 - La volatilidad de los precios de los combustibles puede complicar e interrumpir la planificación energética y de iniciativas económicas más amplias, afectando directamente la inflación y por lo tanto la estabilidad macroeconómica⁶⁵. Así como un portafolio diversificado de acciones puede mitigar el impacto de la volatilidad de ciertos productos básicos, un portafolio energético diversificado mediante la incorporación de las TERNC puede proteger a las economías de ALC de las fluctuaciones de precios del petróleo y del gas natural.
- **La diversificación del suministro de electricidad puede ayudar a reducir la vulnerabilidad de los sistemas de energía hidroeléctrica en presencia de ciclos hidrológicos inestables.** Cuando la matriz energética es excesivamente dependiente de la energía hidroeléctrica, la incorporación de otros recursos renovables

puede ayudar a afrontar los impactos de eventos climáticos extremos en los ciclos hidrológicos, o los cambios que se producen a lo largo del tiempo en la capacidad de las compañías de producir electricidad, al tiempo que se mantiene una huella de carbono reducida en el sector⁶⁶. Por ejemplo, el retroceso de los glaciares ya está afectando significativamente la producción de energía eléctrica en los países andinos⁶⁷. Es por ello que la electricidad derivada de fuentes renovables distintas a la hidroeléctrica puede servir como póliza de seguro contra el riesgo de una producción inestable de energía hidroeléctrica⁶⁸.

- **Los bajos costos de operación y mantenimiento (O&M) que por lo general se asocian con las energías renovables pueden contribuir a que se reasignen los recursos del presupuesto a otras prioridades de desarrollo.** Un aumento del 10% en la participación de la electricidad proveniente de fuentes renovables disminuiría el consumo regional de petróleo en 20 millones de barriles al año, lo cual equivale a cerca del 2% del producto interno bruto (PIB) de la región en 2009⁶⁹. Esto se traduciría en la disponibilidad inmediata de recursos para destinarlos a atender necesidades sociales. Esta posibilidad es particularmente relevante para Haití, donde se podría ahorrar el 3% del PIB si se hiciera un cambio hacia fuentes renovables.
- **Las TERNC tienen un impacto positivo en la generación de empleo.** Se estima que en general las TERNC crean más empleos por dólar invertido que las tecnologías convencionales de generación eléctrica. Según un estudio realizado en Estados Unidos, el número de puestos de trabajo creados en energía renovable supera en tres veces el de los que se generan con el mismo nivel de gasto en combustibles fósiles⁷⁰. En otros informes se ha mostrado que el despliegue de TERNC contribuye positivamente al empleo en comparación con otras tecnologías, tanto en lo que se refiere al número de puestos de trabajo creados en energía renovable como en la economía como un todo⁷¹.
- **Las TERNC reducen los impactos ambientales y de salud de las tecnologías de combustibles fósiles en el ámbito local.** La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles --en particular fuel oil, gasóleo y carbón-- produce impactos negativos en el medio ambiente y en la salud humana debido a la contaminación atmosférica con óxidos de nitrógeno, óxidos de sulfuro y material particulado⁷². El proceso de extracción de combustibles fósiles puede tener impactos ambientales in situ muy elevados. Más aún, la tendencia que se registra en el uso de tecnologías de fractura hidráulica (*fracking*) para extraer gas natural seguramente aumentará los riesgos ambientales de la extracción. El uso de energías renovables puede contribuir a mitigar estos impactos⁷³.
- **La producción de electricidad no hidroeléctrica puede ayudar a reducir las preocupaciones en torno a la ubicación de las centrales eléctricas.** En ALC se han criticado fuertemente los impactos de las centrales hidroeléctricas de gran envergadura⁷⁴, tal y como lo ilustra, por ejemplo, la oposición a proyectos hidroeléctricos en Brasil (Belo Monte)⁷⁵ y Chile (Hydro-Aysen)⁷⁶. En regiones como Yasuní, Ecuador, se han realizado esfuerzos de alto perfil por detener actividades exploratorias de gas y petróleo⁷⁷, lo mismo que en proyecto de gas Camiseta en la reserva Kugapakori-Nahua-Nanti en Perú⁷⁸. La ubicación de ciertos tipos de TERNC es más fácil y flexible que la de proyectos de generación convencionales y por lo tanto reduce muchas de las preocupaciones ambientales y sociales anteriormente aludidas.

Los costos y beneficios sociales son difíciles de generalizar porque son sensibles a la ubicación: dependen del contexto geográfico, del servicio en cuestión, de la tecnología y por último del proyecto mismo. Algunos de estos beneficios se pueden cuantificar en dólares usando metodologías ya establecidas⁷⁹. Otros se pueden cuantificar de manera parcial. En particular, el valor de cobertura de las TERNC frente a la volatilidad de los

precios de los combustibles fósiles –uno de sus beneficios más importantes– es difícil de cuantificar plenamente. Esto por cuanto en el mercado no existen coberturas de 25 años para combustibles fósiles que se puedan usar como base comparable frente a cada una de las TERNC⁸⁰. Finalmente, es posible que algunos beneficios solo se consideren en un nivel cualitativo dado que sus impactos son difíciles de medir; tal es el caso de las preocupaciones sobre la ubicación de los proyectos y de su capacidad de atraer inversión.

Con fines ilustrativos, en el

Cuadro 2 se resumen los costos evitados y los beneficios sociales de la generación de electricidad fotovoltaica conectada a la red con base en una variedad de estudios realizados principalmente en el contexto de Estados Unidos⁸¹. El valor de la cobertura de precios de los combustibles parece ser relativamente reducido debido a la carencia de metodologías que permitan cuantificar este beneficio en el largo plazo. Algunos de estos beneficios también aplicarían a otras tecnologías. Es importante tener en cuenta los costos evitados y sus correspondientes beneficios sociales. Por ejemplo, los beneficios sociales que aplican a todas las TERNC (costos evitados por emisiones de GEI, emisiones de contaminantes y cobertura de precios de los combustibles fósiles) representan cerca de US\$47/MWh. Al restar esta suma de los valores del LCOE de las TERNC (o al adicionarla a aquellas alimentadas a base de combustibles fósiles) se evidencia que la mayoría de las TERNC son socialmente menos costosas (desde el punto de vista del LCOE) que incluso las tecnologías de combustibles fósiles más baratas.

Cuadro 2. Costos evitados y beneficios sociales de la generación de electricidad fotovoltaica

Valor	Rango (US\$/MWh)
Valor de las emisiones evitadas de GEI	3,3 – 19,3
Valor de las emisiones contaminantes in situ evitadas	0,1 – 18,8
Costo evitado de capacidad de generación (pertinente si la demanda pico se registra en las horas del día)	29,2 – 230,6
Costo evitado por infraestructura adicional de transmisión	0,4 – 100,0
Costo evitado de distribución	1,9 – 29,5
Costo evitado de combustible (gas natural)	32,4 – 97,1
Pérdidas evitadas de generación y de T&D (pérdidas del sistema)	1,5 – 43,0
Valor del apoyo prestado a la red (servicios complementarios)	0,5 – 2,8
Valor de la cobertura de precios de los combustibles fósiles (prima de riesgo)	4,1 – 9,5
TOTAL	7,5 – 513,1

Fuente: Adaptadas de NREL (2008) y otras fuentes⁸².

Políticas de TERNC para generación de electricidad en ALC

Justificación

Se supone que en lo fundamental las políticas y regulaciones que definen los mercados de electricidad son “tecnológicamente neutras”. Sin embargo, la realidad es que tanto el marco regulatorio como las instituciones para su implementación se diseñaron a partir de las tecnologías de generación de electricidad existentes hace varias décadas. Es por ello que se registra un sesgo a favor de las tecnologías convencionales y por lo tanto se requiere repensar este marco dadas las particularidades de las TERNC, entre las cuales figuran las siguientes (véase también el **Error! Reference source not found.**):

Cuadro 3. Diferencias entre las tecnologías convencionales y las de energía renovable

	Tecnologías convencionales	Tecnologías renovables
Patrón de costos	Los menores costos de capital y los costos más elevados de los combustibles ponen énfasis en operación de mercado con visión de corto plazo, especialmente en el mercado <i>spot</i> .	Los costos más elevados de capital y los menores costos de combustible requieren contratos de largo plazo financiados en lugar de participación directa en el mercado. La participación elevada de capacidad con costos variables cercanos a cero cambia la dinámica de los mercados de electricidad basados en costos marginales.
Patrón de generación	El hecho de que la generación de corto plazo sea predecible conduce a que la atención se centre en atender la demanda mediante una mezcla de turbinas de gas para cargas pico de trabajo y centrales hidroeléctricas de gran tamaño. Los servicios complementarios son importantes pero no críticos.	El hecho de que la generación de corto plazo sea impredecible exige que se destinen más recursos a atender la intermitencia, particularmente en lo que se refiere a establecer un mercado para responder a la demanda de corto plazo.
Patrón geográfico	Las grandes centrales a base de combustibles fósiles por lo general son más flexibles ya que no exigen una ubicación específica. Esto facilita la planeación conjunta de transmisión-generación, así como la fijación de tarifas para aquella.	Su dispersión y ubicación en sitios remotos pueden exigir una planeación específica en materia de transmisión y mecanismos particulares de fijación de tarifas. El patrón geográfico puede implicar que la escala de los proyectos sea más reducida.
Beneficios sociales	Además de energía, electricidad (en algunos casos) y servicios complementarios, el mercado convencional de electricidad no ofrece otros productos.	Las TERNC exigen que se rediseñen los mercados de electricidad para que incorporen nuevos “productos” como resiliencia climática, cobertura de precios y una menor huella ambiental, entre otros.

- **La industria de la electricidad renovable constituye una oportunidad significativa para atraer nuevas inversiones.** Actualmente ALC representa solo el 4% de las inversiones mundiales en TERNC, aunque tiene la capacidad de capturar una participación mucho mayor de las inversiones globales en este campo, cuyo monto se ha estimado en US\$6 billones para 2012-2035. **La estructura de costos de las TERNC es diferente.** Mientras que la mayoría de los costos de largo plazo de la generación eléctrica a base de combustibles fósiles se relacionan con su operación (costos del combustible), la inversión inicial representa la mayor parte de los costos de las TERNC. El hecho de que las TERNC sean intensivas en capital puede ser una barrera para el desarrollo de proyectos y tiene consecuencias en términos de los riesgos que los inversores están dispuestos a asumir.
- **Las TERNC tienen un patrón de generación distinto a lo largo del tiempo.** En muchas de las TERNC, la disponibilidad de recursos naturales de muchas no necesariamente se ajusta a la demanda. Por lo tanto, estas pueden generar electricidad solo cuando el recurso está presente. Tal es el caso particular de las tecnologías eólica, solar y marina. En consecuencia, las reglas del mercado, el diseño de las redes de distribución y la interconectividad de la transmisión tienen que acomodar una generación variable.
- **El patrón geográfico de las TERNC es diferente.** Algunas TERNC como la fotovoltaica se encuentran en muchas partes; otras solo están presentes en ubicaciones específicas. Esta particularidad de las TERNC tiene consecuencias en varias áreas de política y regulación, incluyendo aspectos relacionados con el uso del suelo, con el diseño y especificaciones de las redes de transmisión, y con la existencia de reglas adecuadas para la integración de centrales eléctricas en pequeña escala.
- **Las TERNC proporcionan varios beneficios sociales.** Las TERNC generan una serie de beneficios ambientales y sociales que muchas veces pasan inadvertidos y a los que el mercado no les asigna un precio. Es por ello que se deben diseñar políticas y regulaciones que promuevan la internalización de tales beneficios en las decisiones de inversión.

Con el fin de dar cabida a estas diferencias es necesario implementar mecanismos que compensen los sesgos actuales, o cambiar del todo las reglas del mercado de manera que se logre contar con un campo de juego verdaderamente nivelado.

Mecanismos de entrada

Las políticas públicas en materia de energía renovable están evolucionando aceleradamente. Cada año se introducen varias nuevas, y muchas de las que ya existen se someten constantemente a revisión. Existen numerosos estudios dedicados a describirlas y a analizarlas, así como a enumerar las mejores prácticas. Entre estos se encuentran varios análisis recientes que tratan específicamente sobre modelos de política en ALC⁸³. En estas últimas publicaciones se han identificado más de 100 categorías diferentes de mecanismos de apoyo derivados de políticas públicas⁸⁴.

Las **metas** nacionales de energía renovable han sido por lo general un componente crítico de entrada al mercado de TERNC. En 2005 se registraban 45 países que contaban con metas nacionales establecidas en materia de energía renovable⁸⁵. Para 2012 esta cifra había ascendido a casi 120⁸⁶. Aunque muchas de estas metas no van acompañadas de mecanismos dirigidos a castigar a los actores por el incumplimiento de las mismas, son de todas maneras muy útiles en cuanto a señalar en qué dirección van las políticas e impulsar las modificaciones del caso.

Los principales motores de la aceleración del crecimiento de los mercados de energía renovable conectada a la red eléctrica, así como del cumplimiento de las metas de energía renovable en el ámbito internacional, han sido los sistemas de tarifas de alimentación (*feed-in tariffs* o FIT por su sigla en inglés) y las normas sobre cartera de renovables (*renewable portfolio standards* o RPS por su sigla en inglés) complementadas con créditos comerciables. Estas dos políticas hacen que las compañías de servicios compren electricidad renovable estableciendo bien sea el precio o la cantidad de energía respectivamente. Un tercer modelo está representado por las subastas, mediante las cuales se adquiere bien sea energía o una capacidad específica de manera competitiva. Los precios FIT se fijan administrativamente, los de las subastas a través de competencias periódicas, mientras que los mercados de crédito de corto plazo fijan precios con base en negociaciones del mercado *spot*. En ciertos casos, los responsables por la formulación de políticas combinan estas **políticas de adquisiciones** en híbridos nuevos e innovadores. En algunas políticas de RPS se emplea una combinación de precios fijos, subastas y créditos comerciables o se utilizan estos mecanismos de forma paralela⁸⁷. De todas ellas, solamente los créditos comerciables de corto plazo han perdido terreno en favor de modelos alternativos (o híbridos). Esto por cuanto los proyectos que dependen de ganancias variables derivadas de estos créditos son difíciles y costosos de financiar⁸⁸.

Se ha destinado una buena cantidad de tiempo y esfuerzo a describir los FIT⁸⁹ y los diseños de las subastas⁹⁰, así como a discutir comparativamente los méritos de cada cual⁹¹. Sin embargo, las diferencias prácticas entre estos dos tipos de políticas son bastante reducidas. Más allá de los mecanismos de fijación de precios, es posible diseñar estas políticas de manera que resulten similares en términos de sus contratos estándares y de largo plazo, picos de capacidad, selección de tecnología, interconexión prioritaria y garantizada, despachos prioritarios, etc. Si los niveles de incentivos son demasiado elevados, se producen ganancias excesivas para los productores; si los incentivos son muy reducidos, es posible entonces que no actúen como soporte del crecimiento del mercado y quizás no se logren los objetivos de política. En la práctica, ambos instrumentos pueden ser (y han sido) diseñados para ser eficientes y efectivos, así como para satisfacer una gama amplia de objetivos de política.

Las FIT constituyen el mecanismo de política nacional más generalizado internacionalmente y han servido para apoyar el desarrollo de la mayor parte de la capacidad instalada de energía eólica y fotovoltaica⁹². Aunque en un comienzo se utilizaron principalmente en Europa, actualmente la mayoría de las políticas de FIT están siendo aplicadas en las economías emergentes y en las naciones en desarrollo. Durante las últimas décadas, varios países de ALC han adoptado las FIT (o políticas estrechamente relacionadas con estas), entre ellos Argentina, Brasil, Ecuador, Honduras, Nicaragua y la República Dominicana⁹³. Sin embargo, últimamente se ha registrado una tendencia marcada hacia las subastas competitivas en la región, donde Argentina, Brasil, Costa Rica, El Salvador, Honduras, Jamaica, México, Panamá, Perú y Uruguay han introducido subastas. Chile y Nicaragua son los únicos países de ALC cuyas políticas se asemejan a los RPS, pues exigen a generadores y distribuidores cumplir con cuotas específicas de TERNC en sus ventas o compras de electricidad respectivamente.

Las FIT y las subastas fueron originalmente diseñadas para lograr un cambio incremental –más que estructural– en los mercados de electricidad, aunque en algunos casos han sido reacondicionadas para escalar la penetración de la energía renovable mediante la puesta en marcha de mecanismos sofisticados para gestionar el crecimiento como son el control de costos y de protección al consumidor⁹⁴. Estas políticas de adquisiciones, en conjunción con reformas más amplias del mercado de la electricidad, buscaban impulsar un cambio estructural en aquellos países donde se implementaron.

Un enfoque alternativo o complementario a las políticas de compras de electricidad arriba descritas es el de las **regulaciones de autogeneración** in situ o remota, las cuales permiten que los consumidores generen su propia electricidad a partir de fuentes renovables y los incentivan a que lo hagan. En el Caribe, países como Barbados, Granada, Jamaica y Santa Lucía han introducido diferentes versiones de políticas relativas a medición neta y balance neto que permiten que la autogeneración se reconozca en las facturas de electricidad de los usuarios al mismo precio que el de las tarifas de electricidad al por menor, o incluso a un precio inferior⁹⁵. Otros países del Caribe estarían dispuestos a introducir políticas semejantes, ya que los miembros de CARICOM recientemente acordaron “redactar e implementar reformas regulatorias y legislativas para... permitir autogeneración y alimentación de electricidad sobrante hacia los pequeños productores de electricidad renovable...”⁹⁶. La generación in situ también está siendo fomentada en países como Uruguay, donde los productores in situ tienen la opción de que se les acredite su producción a precio minorista hasta por 10 años. La electricidad producida por encima de lo que requiere la demanda in situ puede ser reembolsada, aunque sujeta a negociación caso por caso.

México constituye un ejemplo único en cuanto a la regulación de autoabastecimiento remoto para impulsar el desarrollo de las TERNC, y especialmente la energía eólica en el istmo de Tehuantepec (donde la capacidad instalada es superior a 770 MW⁹⁷). La regulación mexicana incluye un banco de energía, cobros por servicios de transmisión basados en un sistema de estampilla postal y reconocimiento del aporte de capacidad para compensar los cargos por demanda⁹⁸. En muchos de estos proyectos, consumidores y productores han creado asociaciones de autoabastecimiento mediante acuerdos de intercambio de acciones.

Además de las políticas de compra o autoabastecimiento anteriormente descritas, existe un conjunto de **políticas complementarias** que se usan para crear un entorno propicio al desarrollo de la energía renovable (por ejemplo simplificación de permisos, exenciones tributarias a la propiedad y a las importaciones); para dar apoyo al mercado (divulgación, educación, formación de capacidad y fortalecimiento institucional); y para ampliar la contribución de las TERNC al desarrollo local.

Hacia un nuevo mercado energético

La regulación del mercado energético se encuentra sesgada a favor de las tecnologías a base de combustibles fósiles y pasa por alto sus impactos sociales negativos. Por ello, lo que el “nuevo” mercado energético debe hacer es reconocer e incorporar estas dos realidades con el fin de asignar recursos escasos de manera eficiente. Esto exige cambios en las reglas del mercado, diseño de redes y políticas habilitantes. A medida que la generación actual de políticas vigentes en ALC continúa madurando y los responsables por su formulación siguen avanzando hacia el logro de las metas nacionales, es muy probable que surja un conjunto de mejores prácticas que aborde el tema de los costos de inversión de los recursos renovables y el escalamiento de los mercados regionales. ALC tiene la oportunidad de dar un *gran salto adelante* en busca de marcos innovadores que permitan prever y posteriormente gestionar una alta penetración de generación eléctrica a base de energías renovables, en particular de generación variable.

Generación variable

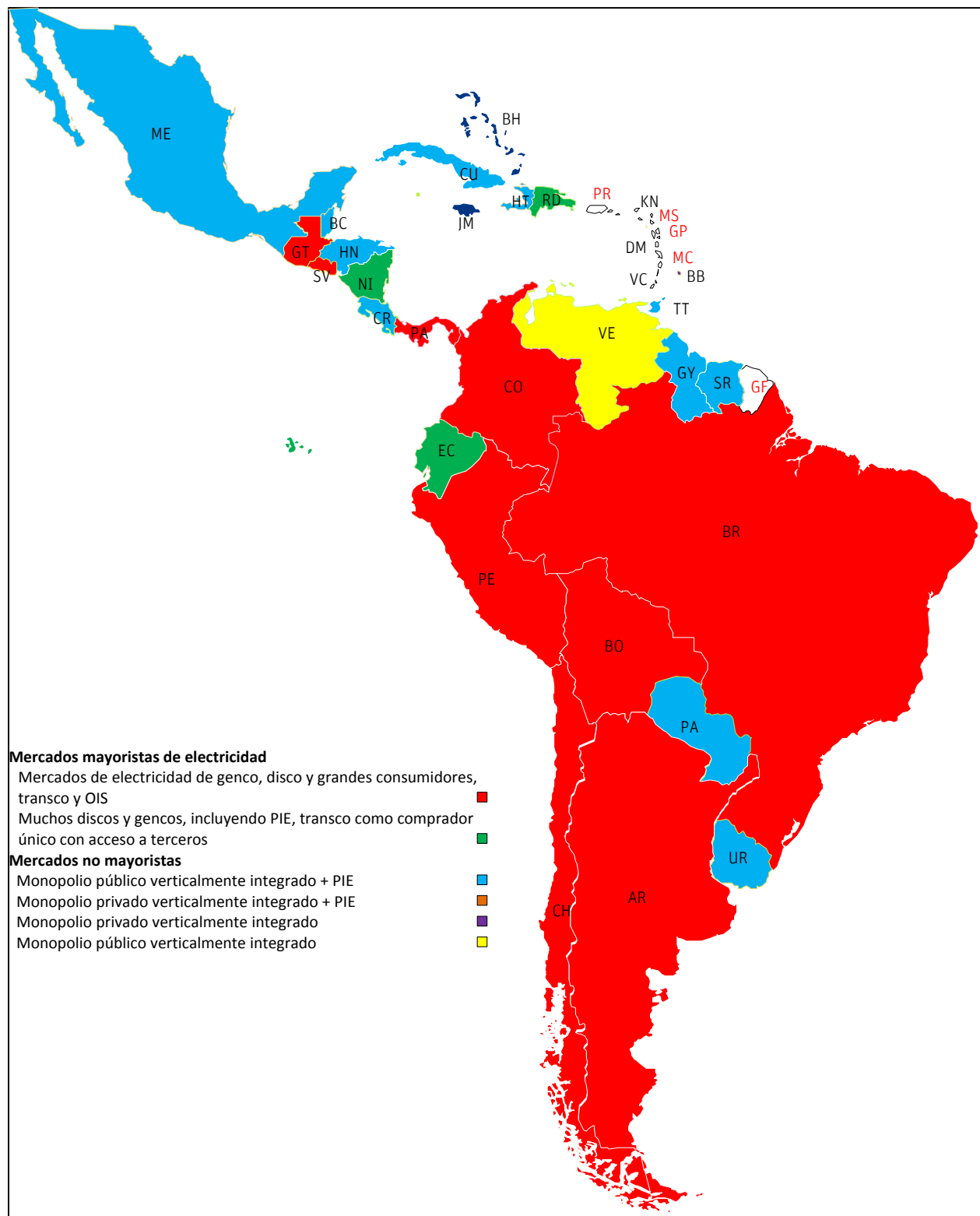
Para incorporar la generación variable en la región es necesario entender tanto la estructura de los mercados de electricidad como los tipos de tecnología disponibles en cada red eléctrica. Las estructuras de los mercados eléctricos varían ampliamente en ALC: existen monopolios verticalmente integrados como ocurre en muchos de los países del Caribe; mercados de comprador único como en el caso de varios de los países centroamericanos; y mercados mayoristas de electricidad en muchos otros países de la región (

Gráfico 10). Estas estructuras tienen en común que fueron diseñadas a partir de centrales eléctricas de gran tamaño con “carga base” uniforme, y de centrales de punta que complementan a las anteriores cuando la demanda aumenta.

Sin embargo, una red eléctrica con una alta penetración de energía renovable requeriría una mezcla distinta de tipos de productores. Dadas las dificultades técnicas que existen para almacenar electricidad, los sistemas eléctricos pueden acomodar una cierta participación de las llamadas *tecnologías inflexibles* (tecnologías “*must-take*” que no pueden ser despachadas a demanda, es decir, liberadas y contenidas a voluntad), aunque también de *tecnologías flexibles* que aseguren que la generación se acomoda a la carga en cualquier momento.

En los sistemas eléctricos convencionales, las tecnologías de carga base como son la nuclear o el carbón ocupan el nicho de las *inflexibles* (es decir, *no despachables* a demanda), mientras que las de carga pico como la energía hidroeléctrica (con embalse de almacenamiento por horas o por temporada) o las turbinas de gas ocupan el nicho de las *flexibles*; otras tecnologías con flexibilidad limitada ocupan posiciones intermedias. En cambio, en los sistemas de energía renovable las tecnologías no controlables (*no despachables*) como la eólica, solar, marina y geotérmica ocupan el nicho de las *inflexibles*. Las TERN como la energía hidroeléctrica y algunas tecnologías de biomasa pueden ocupar el nicho de las *flexibles*. Existen otras opciones para lograr la flexibilidad requerida en los sistemas eléctricos a base de energías renovables, entre las cuales figuran, por ejemplo, la integración regional, el almacenamiento de energía y el control de la demanda⁹⁹.

Gráfico 10. Estructuras de los mercados de electricidad en ALC



Fuente: Elaboración propia con base en información de expertos.

Nota: Genco = compañías de generación; disco = compañías de distribución; transco = compañías de transmisión; OIS = operador independiente de sistema; PIE = productor independiente de electricidad.

La región de ALC ocupa una posición ideal en lo que se refiere a **tecnologías de generación flexible**: dado que cuenta con la mayor penetración de energía hidroeléctrica en el mundo, la región cuenta con la capacidad de absorber una penetración significativa de energía renovable variable. Sin embargo, las políticas y regulaciones vigentes obstaculizan las sinergias entre la energía hidroeléctrica y las TERNC, en lugar de fomentarlas. Se requieren nuevos mecanismos que confieran mayor valor a la energía hidroeléctrica como tecnología que compensa la intermitencia de corto plazo de las TERNC.

Integración de los sistemas eléctricos

En todo el mundo, las interconexiones regionales pasaron de ser relaciones bilaterales basadas en comerciar excedentes y prestarse apoyo mutuo en casos de emergencia de los sistemas, a convertirse en entidades legales que cubren numerosos estados y países; estas cuentan con poder regulatorio formal y ejercen un control centralizado sobre el despacho de electricidad. En ALC, los sistemas regionales de electricidad han sido considerados como un elemento clave de integración económica. Es así como se han propuesto e implementado en algunos casos proyectos de interconexión eléctrica en Sudamérica, Centroamérica y el Caribe. Hoy día, el objetivo de escalar las TERNC se constituye en una razón adicional poderosa para poner en marcha estos proyectos.

A diferencia de naciones de gran tamaño como Brasil –que claramente cuenta con el área de superficie y los recursos renovables que le permiten aprovechar su diversidad geográfica–, los países pequeños como los de Centroamérica y el Caribe se beneficiarán en mayor medida de la expansión de la interconexión regional de transmisión¹⁰⁰. Esta última permitiría equilibrar la generación variable a través de las fronteras. En términos generales, un fondo común de electricidad regional puede:

- mejorar la confiabilidad del sistema y atraer inversión al crear oportunidades para aprovechar economías de escala de mayor tamaño;
- habilitar la integración de energía renovable variable al complementar una mayor diversidad geográfica y de recursos;
- permitir que se compartan y coordinen las reservas operativas (en el fondo común de los países nórdicos, por ejemplo, se ha estimado que los requerimientos en materia de reservas serían del doble si cada país operara de manera aislada, dada la alta penetración de la energía eólica)¹⁰¹, y
- mayor penetración de generación variable a partir de fuentes renovables, con lo cual se crean incentivos adicionales para aprovechar áreas ricas en estos recursos como son la Patagonia (energía de mareas y olas) o los desiertos de Atacama y Sonora (radiación solar).

La producción de energía eólica y solar puede ser variable en un sitio, pero se puede equilibrar aprovechando la dispersión geográfica de los recursos. En otras palabras, es posible que mientras que en un parque eólico la velocidad del viento sea baja, en otro sea elevada en ese mismo momento. Igualmente, si bien es posible que la presencia de nubes reduzca temporalmente la producción en una determinada central de energía solar, el cielo puede estar soleado sobre otro sistema ubicado a muchos kilómetros de distancia. Los sistemas eléctricos de gran tamaño se encuentran mejor preparados para incorporar recursos renovables variables debido a que la

producción proveniente de sistemas de energía renovable geográficamente dispersos se encuentra menos correlacionada. Por ejemplo, los errores de predicción de los vientos se pueden reducir entre un 30 y un 50% cuando estos últimos se agregan a lo largo de un área geográfica extensa¹⁰². Dado que en el agregado la generación es menos variable, se reduce la necesidad de contar con reservas operativas y se disminuyen los costos de integración.

Sin embargo, el progreso logrado en materia de integración regional es limitado. El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) ha creado nuevas oportunidades para el comercio de electricidad – y para la integración de la generación variable– entre los países. Se ha estimado que solo por concepto de interconexión se obtendrá una reducción del 3% en los costos de la energía y un ahorro del 4% en combustibles para los países que participan en esta iniciativa¹⁰³. Aun así, las diferencias en las estructuras y regulaciones de los mercados de electricidad han obstaculizado los esfuerzos tendientes a integrarlos. Por ejemplo, actualmente los países de la región andina están haciendo esfuerzos que procuran facilitar el intercambio de energía a través del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA). Uruguay también ha señalado varias veces la importancia de la interconexión con Brasil para transmitir excedentes de electricidad eólica e importarla en horas de viento débil¹⁰⁴. Aunque existe un número cada vez mayor de planes y propuestas para establecer conexiones a través de las fronteras, la presencia de barreras artificiales creadas por regulaciones incompatibles está obstaculizando el comercio y probablemente lo siga haciendo en el corto y mediano plazo¹⁰⁵.

Un sistema eléctrico integrado podría ser incluso más efectivo si se adoptan medidas complementarias como las siguientes:

- **Respuesta a la demanda**, que consta de mecanismos dirigidos a incentivar a los usuarios finales a que adopten medidas o tecnologías que conduzcan a modificar su consumo de electricidad en tiempo real para acoplarse al suministro existente. Se puede emplear como recurso efectivo en función de los costos para equilibrar la generación variable de energías renovables ajustando en tiempo real la curva de carga en respuesta a la disponibilidad de recursos¹⁰⁶.
- **Tecnologías de almacenamiento**, con las cuales se busca dotar al sistema de una mayor flexibilidad y así posibilitar una penetración más amplia de TERNC variables. Entre las tecnologías que se están desplegando actualmente¹⁰⁷ figuran la hidroeléctrica de generación y bombeo y las baterías de ion de litio, que ya están presentes en la región: el complejo hidroeléctrico Río Grande en Argentina, cuya capacidad de bombeo asciende a 700 MW,¹⁰⁸ y dos dispositivos de almacenamiento de energía en baterías --Angamos y Los Andes en Chile--con una capacidad instalada combinada de 32 MW¹⁰⁹. La mayoría de los sistemas de energía eléctrica por bombeo en el mundo usan agua dulce, aunque hay uno que usa agua salada¹¹⁰, una tecnología que podría aplicarse en ALC. Los sistemas de almacenamiento en pequeña escala que usan baterías también constituyen una tecnología prometedora en el mediano plazo. En particular, en un futuro próximo los vehículos eléctricos tendrán la capacidad absorber generación en tiempos de baja demanda para abordar dos problemas a la vez. Las tecnologías de almacenamiento también responden a propósitos distintos al de escalar las tecnologías TERNC (como en el caso de los sistemas en ALC anteriormente mencionados), si bien el despliegue de esta últimas ofrece motivos adicionales para implementarlas. La hidrólisis del agua para sintetizar hidrógeno también se podría emplear para almacenar energía durante períodos húmedos y lluviosos.

- **Intervalos más cortos de programación y despacho.** En los mercados mayoristas, el despacho de energía por lo general se programa hora por hora. Una vez programado, es necesario mantener la producción a un nivel fijo hasta la siguiente hora en punto. Dado que tanto la energía solar como la eólica tienen mayores probabilidades de variar a lo largo de una hora que otras fuentes, es posible que deban contar con mayores reservas operativas. Este tipo de regulación se basa en la tecnología más costosa de servicios complementarios e introduce una barrera de costos adicional a la incorporación de la energía renovable variable a los mercados mayoristas. Con el fin de abordar este problema, se pueden diseñar mercados en los que la programación se realice a intervalos inferiores a la hora: 5, 15 ó 30 minutos. Estos intervalos más cortos de programación reducen la probabilidad de que la generación variable del recurso renovable no coincida con la producción programada, reduce la necesidad de mantener reservas operativas y por lo tanto disminuye también los costos de integración. El hecho de que los tiempos de cierre de compuerta¹¹¹ se encuentren más próximos al tiempo de entrega de la energía también puede ayudar a reducir los errores de pronóstico.

Dependiendo de la estructura del sector eléctrico, los retos relacionados con el uso de mecanismos de mercado para integrar la energía renovable variable e introducir un servicio complementario análogo y funciones de regulación dentro de los sistemas de electricidad variarán de un país a otro. En particular, en la región de ALC no existen todavía mercados de gestión de la demanda suficientemente arraigados como para dar soporte a la generación variable a partir de recursos renovables; el mercado chileno es el que se encuentra más desarrollado¹¹².

Expansión de la infraestructura de transmisión

La expansión de la transmisión es un tema estrechamente relacionado con la integración regional. Los países de ALC ya están realizando esfuerzos tendientes de expandir sus redes de transmisión con el fin de fortalecer las conexiones existentes, ampliar el servicio a nuevas áreas dentro de sus fronteras e interconectarse con países vecinos. Es posible que para lograr una penetración más alta de energía renovable se requieran capas adicionales de planificación para los sistemas de transmisión. También se puede necesitar una mayor capacidad de transmisión para integrar y equilibrar la energía producida a base de recursos renovables variables, así como para obtener acceso a muchos de los mejores recursos renovables (como los que se en el

Gráfico 5).

En la región ya se han puesto en marcha metodologías de planificación que incorporan el crecimiento de la generación convencional centralizada; sin embargo, la expansión de centrales eléctricas en pequeña escala puede exigir nuevos enfoques de planificación e implementación en materia de transmisión. Es posible que la nueva infraestructura de transmisión sea difícil de financiar y construir debido a los costos de capital iniciales, a los riesgos de planificación y desarrollo, y a los retos que implica actuar de manera oportuna. Dado que la infraestructura de transmisión y de generación por lo general no se desarrolla simultáneamente, los productores de electricidad corren el riesgo de que no se construya suficiente capacidad de transmisión --en caso de que no se disponga de ella--, mientras que quienes desarrollan esta infraestructura no tienen la certeza de que la línea de transmisión se vaya a utilizar a capacidad si no se genera suficiente electricidad. Para abordar estos retos, varios países y estados¹¹³ han facilitado la construcción de líneas de transmisión dedicadas a áreas ricas en recursos renovables con el soporte de regulaciones especiales y disposiciones relacionadas

con la recuperación de costos. Las *temporadas abiertas* implementadas en México son un buen ejemplo de ello¹¹⁴. Las opciones disponibles dependerán de la estructura del mercado eléctrico de cada país.

Existen grandes concentraciones de energía renovable que si se desarrollan podrían satisfacer proporciones significativas de la demanda regional, y hay oportunidades aprovechables en el corto plazo. Por ejemplo, en México y Brasil se podría habilitar el escalamiento de la energía renovable con una inversión de US\$660 millones en transmisión inmediata¹¹⁵. Para aprovechar estas oportunidades, los responsables por la formulación de políticas en la región tendrían que identificar modelos innovadores de planificación de capacidad de transmisión, asignación de costos y financiamiento.

Los precios de la energía

Si bien varios de los marcos regulatorios se orientan a permitir que el mercado –o una dinámica similar a la de este último– sea el que determine los precios, lo cierto es que sus agentes actúan de acuerdo con un conjunto de reglas que específicamente desalienta o impide que las TERNC participen en tales dinámicas. La manera en que se diseñan las subastas para expandir el sistema eléctrico determina los incentivos para las diferentes tecnologías.

Por lo general, las reglas del mercado carecen de mecanismos para asignar valor a los beneficios de las TERNC en términos de estabilidad de precios en el largo plazo, uno de los beneficios de las TERNC en los mercados de comprador único. Así que para nivelar verdaderamente el campo de juego entre las TERNC y las tecnologías convencionales, se debería exigir a todos los productores que ofrezcan un precio constante para la electricidad en el largo plazo (que a la postre se podría incluir en sus Acuerdos de Compra de Electricidad). Esto significaría que los productores de electricidad a base de combustibles fósiles tendrían que adquirir contratos de cobertura de precios de combustibles para el largo plazo.

En realidad, a quienes producen electricidad a base de combustibles fósiles casi siempre se les permite transferir la volatilidad de los precios a los consumidores o al gobierno, siendo este un sesgo adicional en contra de las TERNC. Es por ello que se requiere diseñar mecanismos innovadores al respecto.

Los subsidios a la energía también tienen una conexión directa con el despliegue de las TERNC. ALC representa el 7,5% de los subsidios mundiales a la energía. Los subsidios antes de impuestos¹¹⁶ dieron cuenta aproximadamente del 0,5% del PIB regional o 2% de los ingresos totales del gobierno (si bien en algunos países los subsidios a la energía constituyen más del 5% del PIB)¹¹⁷. Es por ello que las TERNC tienen que competir en términos desfavorables cuando se subsidia el precio de los combustibles fósiles que se emplean para generar electricidad, mientras que la energía subsidiada no permite que los consumidores cuenten con los incentivos apropiados para implementar alternativas de autoabastecimiento. Algunos de los países que dependen en mayor grado de los combustibles fósiles para generar electricidad han establecido subsidios orientados a neutralizar el efecto de la volatilidad de los precios en los consumidores. En estos casos, el desafío consiste en asegurar que exista un mecanismo transparente de subsidio (subsidios bien focalizados que beneficien a las poblaciones más necesitadas y cuya implementación no sea necesariamente a través de tarifas), sin poner en peligro la solvencia de las compañías eléctricas y con ello su capacidad de escalar las TERNC.

Un vistazo al futuro

La región puede satisfacer sus necesidades energéticas futuras de una manera efectiva en función de los costos a base de recursos renovables, ejercer un liderazgo mundial en estos temas y construir una economía sólida sobre cimientos ecológicos (o “verde”). Independientemente de la visión que cada país tenga acerca del futuro de sus sistemas eléctricos, hoy día el aumento de la penetración de las TERNC tiene sentido desde cualquier perspectiva. Son estos temas los que precisamente se encuentran en el centro mismo del debate actual sobre cuál es el papel que pueden --y deberían-- desempeñar las diversas tecnologías de generación en el corto y en el largo plazo. En este debate todos los interesados están de acuerdo en que el 100% de los sistemas de electricidad renovable son posible y deseables desde un punto de vista técnico y económico¹¹⁸.

Notas

¹ 3GF. (2012). Resource Efficiency and Growth. Global Green Growth Forum, 8 y 9 de Octubre, Copenhague. <http://bit.ly/3GF2012>

² Schwartz, J., Darmania, R., Oliver, C. y Ullman, M. (2012). Inclusive green growth in Latin America and the Caribbean. Washington, DC: The World Bank.

³ Yépez-García, R. A., Johnson, T. M. y Andrés, L. A. (2010). Meeting the electricity supply/demand balance in Latin America & the Caribbean. Washington, DC: The World Bank.

⁴ Hoogwijk, M. y Graus, W. (2008). Global potential of renewable energy sources: a literature assessment. Documento de antecedentes encargado por REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Ecofys. Poole, A.D. (2009). The Potential of Renewable Energy Resources for Electricity Generation in Latin America; International Copper Association Ltd. – ICA Latinoamérica. (2010). Renewable Energy for Electricity Generation in Latin America: The market, Technologies and Outlook. Chile. Meisen, P. y Krumper, S. (2009). Renewable energy potential of Latin America. Global Energy Network Institute.

⁵ Los valores del factor de planta provienen de los supuestos utilizados por Hoogwijk et al (2008) y NREL (2010). Energy Technology Cost and Performance Data. Disponible en: <http://www.nrel.gov/analysis/capfactor.html>

⁶ Véase la nota 13.

⁷ Yépez-García, et al., 2010 (see reference in note 3).

⁸ El 9 de mayo de 2013 se registraron en Mauna Loa niveles de concentración de CO₂ de 400ppm, lo cual representa un aumento sustancial frente a 280ppm del período preindustrial.

⁹ Vergara, W., Ríos, A. R., Galindo, L. M., Gutman, P., Isbell, P., Suding y Samaniego, J.L. (2013). The climate and development challenge for Latin America and the Caribbean: Options for climate-resilient, low-carbon development. Washington, DC.: Inter-American Development Bank.

¹⁰ Un 30% de la capacidad para producir energía hidroeléctrica se encuentra en ALC (aunque una porción significativa está en Brasil), si bien la región solo produce el 7% de la electricidad mundial.

¹¹ International Renewable Energy Agency. (2013). Renewable power generation costs in 2012: An overview. Abu Dhabi, United Arab Emirates. <http://bit.ly/IrenaCosts>.

¹² Clean Energy Ministerial. (2013). 21st Century Power Partnership: An overview and key activities. Washington, DC.

¹³ Para fines del presente documento, el término “beneficios sociales” o “externalidades” se refiere a los impactos positivos o negativos originados en el suministro de bienes o servicios y que tienen un efecto en terceros. Los costos o beneficios sociales se producen cuando los costos o beneficios de quienes producen o compran esos bienes o servicios difieren de los costos o beneficios sociales totales que involucra su producción y consumo.

¹⁴ 1 petavatio-hora (PWh) equivale a 1.000 teravatios-hora (TWh) o a 1.000.000 de gigavatios-hora (GWh).

¹⁵ Elaboración propia con base en cifras de la base de datos de la EIA: <http://www.eia.gov/countries/>

¹⁶ Según la Agencia de los Estados Unidos de Información Energética (EIA): <http://1.usa.gov/16OW3wH>

¹⁷ Otras fuentes pronostican un crecimiento en la demanda entre 2.5 PWh y 3.3 PWh para el 2030. Yépez-García, R. A., Johnson, T. M., y Andrés, L. A. (2010). Meeting the electricity supply/demand balance in Latin America & the Caribbean. Washington, DC: The World Bank.

Luna, N., García, F. y Garcés, P. (2012). Energía sostenible para América Latina y el Caribe. *ENERLAC*, 4, 83-100.

¹⁸ Vergara et al., 2013. Véase la nota 9.

¹⁹ Aunque esto varía según la subregión: México y el Caribe dependen excesivamente de los combustibles fósiles; Brasil y los países de la subregión andina-amazónica se apoyan demasiado en la energía hidroeléctrica, mientras que los parques de generación de América Central y los países del Cono Sur se encuentran uniformemente distribuidos entre energía hidroeléctrica y generación eléctrica a base de combustibles fósiles.

²⁰ Actualmente, el 92% de la generación total de energía renovable conectada a la red eléctrica corresponde a hidroeléctrica, aunque la penetración de otras tecnologías renovables distintas a esta última ha venido aumentando de manera uniforme, a menudo con apoyo público. La biomasa y los residuos representan la mayor porción con casi 6%, mientras que el 2% restante se encuentra distribuido entre geotérmica (1,3%), eólica (0,6%) y solar (0,004%).

²¹ Véase la nota 4.

²² Los valores del factor de planta provienen de los supuestos utilizados por Hoogwijk et al (2008) y NREL. (2010). Energy Technology Cost and Performance Data. Disponible en: <http://www.nrel.gov/analysis/capfactor.html>

²³ Hoogwijk, M. y Graus, W. (2008). Véase la nota 4. Este informe también registra un potencial de energía hidroeléctrica de 2,8 PWh (800 GW), y de 9,4 PWh para los cultivos energéticos (1.900GW). Una de las razones para excluir los cultivos energéticos es que se prevé una demanda continua de alimentos, pienso y fibra de la región para equilibrar la demanda mundial. Los cultivos energéticos podrían ejercer una presión adicional en los recursos del suelo, lo cual conduciría a su vez a una pérdida neta de sumideros de carbono regionales.

²⁴ WWF, 2012. Solar PV Atlas: Solar Power in Harmony with Nature. Towards 100% renewable energy. WWF en colaboración con First Solar, 3TIER, y con Fresh Generation.

²⁵ Antonio Leite de Sá, Electric Energy Research Center – CEPEL. (2001). Brazilian Wind Atlas. Disponible en: <http://bit.ly/WindData>

²⁶ ICA, 2010. Véase la nota 4.

²⁷ Disponible en: <http://bit.ly/Armereom>

²⁸ Disponible en: <http://bit.ly/Morelostmx>

²⁹ Basto Oliveira, L. y Pinguelli Rosa, L., 2003. Brazilian waste potential: energy, environmental, social and economic benefits. Energy Policy.

³⁰ WADE. (2004). Bagasse Cogeneration – Global Review and Potential. World Alliance for Decentralized Energy.

³¹ Corporación para la Competitividad e Innovación de la Región de Atacama; noticia disponible en: <http://bit.ly/AtacamaCSP>

³² Ibid 57.

³³ Ibid 11.

³⁴ T. Johnson, C. Alatorre, Z. Romo y F. Liu. (2010). Low-Carbon Development for Mexico. <http://bit.ly/lcdmex>

³⁵ Ibid 11.

³⁶ Corpoema – UPME. (2010). Plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia.

³⁷ Garrad H. para el BID. (2009). Preliminary Site Selection: Chilean Marine Energy Resources.

³⁸ Calvalcanti y Petti. (2007). Assessment of SEGs-Like Power Plants for the Brazilian Northeast Region and assuming a 21% capacity factor. <http://bit.ly/solarBrazil>

- ³⁹ The New Policies Scenario. Véase International Energy Agency. (2012). World Energy Outlook 2012. París, Francia.
- ⁴⁰ Frankfurt School-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, & Bloomberg New Energy Finance. (2012). Global trends in renewable energy investment 2012. Frankfurt, Alemania: Frankfurt School of Finance and Management.
- ⁴¹ Por ejemplo Masson, G., Latour, M. y Biancardi, D. (2012). Global market outlook for photovoltaics until 2016. Bruselas, Bélgica: European Photovoltaic Industry Association.
- ⁴² NREL. (2013). Concentrated Solar Power Projects Database. Agua Prieta II, México. Información extraída y disponible en: <http://bit.ly/AguaPrieta>
- ⁴³ Véase Concurso Planta de Concentración Solar de Potencia (CSP) <http://bit.ly/CSPChile>. El BID (con recursos del Fondo de Tecnología Limpia) y el Banco Alemán de Desarrollo (KfW) ofrecen financiamiento concesional. También se cuenta con una donación de la Facilidad de Inversión de América Latina (LAIF) de la Unión Europea.
- ⁴⁴ El exceso de capacidad manufacturera debido a la contracción del mercado en algunos países, y a la competencia de China, también constituyen factores importantes en la reducción de precios de la electricidad eólica.
- ⁴⁵ En el caso de la energía solar, las capacidades nominales que normalmente se representan con una W también se describen con Wp.
- ⁴⁶ GWEC. (2013). Global Wind Statistics 2012. Global Wind Energy Council. Extraído y disponible en: <http://bit.ly/GWEC2012>
- ⁴⁷ Revised CTF Investment Plan for Mexico. <http://bit.ly/ctfMXrev>
- ⁴⁸ Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, Argentina: <http://bit.ly/EnvArg>
- ⁴⁹ En 200 Chile aprobó la Ley Geotérmica para fomentar su exploración y se esperan los primeros despliegues en 2015. Valenzuela F, 2011. Energía Geotérmica y su Implementación en Chile, *Revista Interamericana de Ambiente y Turismo*. Vol. 7, Nº 1, pp. 1-9. <http://bit.ly/RIAT7Chile>
- ⁵⁰ Base de datos sobre energía de la EIA: <http://www.eia.gov/countries/> Países como Colombia y Nicaragua han instalado algunas centrales a base de biomasa. Nótese que las cifras sobre la capacidad de la biomasa pueden no reflejar la capacidad real de energía renovable, debido a que muchas de estas plantas se alimentan de biomasa y de combustibles fósiles.
- ⁵¹ La definición de energía eléctrica en pequeña escala varía de un país a otro. Por lo general se refiere a aquellos proyectos cuya capacidad instalada es de 20 MW, aunque en Brasil abarca proyectos hasta de 30MW.
- ⁵² La capacidad mundial instalada se ha llegado a estimar en 2,7% (IRENA 2012). Véase la nota 11.
- ⁵³ DB Climate Change Advisors. (2011). The German feed-in tariff for PV: Managing volume success with price response. New York, NY: Deutsche Bank Group; DB Climate Change Advisors. (2012). The German feed-in tariff: Recent policy changes. New York, NY: Deutsche Bank Group.
- ⁵⁴ International Renewable Energy Agency. (2013). Renewable power generation costs in 2012: An overview. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- ⁵⁵ Véase <http://bit.ly/SRRENfr>.
- ⁵⁶ En algunos casos, el estudio de México no tomó en cuenta algunas de las tecnologías para las cuales existe información en el resto de la región. En otros casos, el estudio de México contiene LCOE para las cuales no se encuentra todavía información comparable en la base de datos de IRENA.
- ⁵⁷ Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. - IMCO. (2013). Externalidades asociadas a la generación de electricidad. Medio Ambiente / Cambio Climático. Disponible en: <http://bit.ly/IMCompet>
- ⁵⁸ T.J. Foxon, R. Gross, A. Chase, J. Howes, A. Arnall, D. Anderson. (2005). UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures. Energy Policy v33 (16). <http://bit.ly/barriersRE>
- ⁵⁹ : Carvallo, J.P., 2013. Explaining Renewable Energy Adoption in Latin America. Proyecto de Maestría. Berkeley, CA: Energy and Resources Group - University of California, Berkeley.
- ⁶⁰ “Más que energía” fue el lema del Foro Internacional sobre Energía Renovable Conectada a la Red realizado en México en 2006. Véase <http://bit.ly/gridre>.
- ⁶¹ Véase la nota 13.
- ⁶² Yépez-García et al. 2010. Véase la nota 3.
- ⁶³ Todavía no ha surgido una metodología estándar para cuantificar el beneficio de seguridad energética. En un análisis reciente sobre Asia se empleó el costo de almacenar combustibles fósiles como cobertura contra las interrupciones de suministro como variable ficticia para estimar los beneficios de seguridad energética. En otro análisis reciente sobre una compañía de servicios en Estados Unidos se intentó usar los beneficios de seguridad nacional derivados de reducir el consumo de petróleo como argumento para justificar los programas de eficiencia energética.
- ⁶⁴ Riahi, K., Dentener, F., Gielen, D., Grubler, A., Jewell, J., Klimont, Z., Krey, V., McCollum, D., Pachauri, S., Rao, S., van Ruijven, B., van Vuuren, D. P. y Wilson, C. (2011). Energy pathways for sustainable development. En L. Gómez-Echeverri, T. B. Johansson, N. Nakicenovic y A. Patwardhan (Editores.), *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future*. Cambridge y New York: Cambridge University Press.
- ⁶⁵ IRENA (2013). Estrategia de Medio Término de la IRENA. Disponible en: <http://bit.ly/IRENA2012>
- ⁶⁶ Ebinger J y W. Vergara (2011). The Impacts of Climate Change in Energy Systems. World Bank.
- ⁶⁷ La Comunidad Andina está integrada por Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia. Secretaría General Comunidad Andina. (2008). El cambio climático no tiene fronteras. Impacto del cambio climático en la Comunidad Andina. Véase también Kumar, A., T. Schei, A. Ahenkorah, R. Cáceres Rodríguez, J.-M. Devernay, M. Freitas, D. Hall, Å. Killingtveit, Z. Liu. (2011). Hydropower. En IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (Editores). Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y New York, NY, EE.UU.
- ⁶⁸ Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P. y Leino, I. 2010. Wind Energy in Colombia: A Framework for Market Entry. World Bank. <http://bit.ly/WindCol>
- ⁶⁹ Yépez-García, R. A., & Dana, J. (2012). Mitigating vulnerability to high and volatile oil prices: Power sector experience in Latin America and the Caribbean. Washington, DC: The World Bank, Energy Sector Management Assistance Program.
- ⁷⁰ National Renewable Energy Lab. (1997). Dollars from Sense: The Economic Benefits of Renewable Energy. Véase también: Kammen, D., Kapadia, K., & Fripp, M. (2004). Putting renewables to work: How many jobs can the clean energy industry generate? RAEI Report. Berkeley, CA: University of California, Berkeley, Renewable and Appropriate Energy Laboratory.
- ⁷¹ IEA-RETD (Renewable Energy Technology Deployment). (2012). Renewable Energy and Employment (Resumen de Política).

<http://bit.ly/REemploy>. Véase también Pollack, E. (2012). Counting Up to Green. Assessing the green economy and its implications for growth and equity. Economic Policy Institute. Briefing Paper #349.

<http://bit.ly/EPIbp349>. Véase también Renner, M., Sweeney, S., & Kubit, J. (2008). Green jobs: Towards decent work in a sustainable, low-carbon world. Washington, DC: Worldwatch Institute. Prepared for the United Nations Environment Programme.

⁷² Casillas, C. y Kammen, D. M. (2010) "The energy-poverty-climate nexus," *Science*, 330, 1182 – 1182. DOI: 10.1126/science.1197412

⁷³ Existen varias metodologías para cuantificar los beneficios locales ambientales. Véase por ejemplo ExternE. (2013). ExternE Methodology - External Costs of Energy. Disponible en: www.externe.info. Véase también Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. - IMCO. (2013). Externalidades asociadas a la generación de electricidad. Medio Ambiente / Cambio Climático. OSINERGMIN, 2011. Valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de generación. Documento de Trabajo N° 28. Oficina de Estudios Económicos. Disponible en: <http://bit.ly/IMCompet>

⁷⁴ Ledec, G. y Quintero, J.D. (2003). Good Dams and bad dams: Environmental criteria for site selection of hydroelectric power plants. Latin America and the Caribbean Region Sustainable Development Working Paper 16. The World Bank, Latin America and the Caribbean Region, Environmentally and Socially Sustainable Development Department.

⁷⁵ Fearnside, P. (2009). As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases efeito estufa. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazonia (INPA). Novos Cadernos NAEA.

⁷⁶ Natural Resources Defense Council – NRDC. (2012). Stopping the massive HidraAysén Dam Project to Protect Patagonia's Natural Heritage. Disponible en:

<http://bit.ly/ChileNRDC>

⁷⁷ Yasuni ITT Initiative. (2013). Crea Un Nuevo Mundo. Available at: <http://yasuni-itt.gov.ec/inicio.aspx>

⁷⁸ Hill, D. (2013). UN Urges Peru to suspend US\$480M Gas Plans "Immediately". *Huffington Post*. Disponible en: <http://bit.ly/GasPeruUN>

⁷⁹ Por ejemplo Mosey, G. y Vimmerstedt, L. (2009). Renewable electricity benefits quantification methodology: A request for technical assistance from the California Public Utilities Commission. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

⁸⁰ Bolinger, M. (2013). Revisiting the Long-Term Hedge Value of Wind Power in an Era of Low Natural Gas Prices. Lawrence Berkeley National Laboratory (preimpresión de un artículo enviado a *Energy Policy*). <http://bit.ly/LBNL6103e>

⁸¹ Contreras, J. L., Frantzis, L., Blazewicz, S., Pinault, D. y Sawyer, H. (2008). Photovoltaics value analysis. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory; Schell, L. (2010). Small-scale solar photovoltaics in California: Incremental value not captured in the 2009 Market Price Referent - Description of methodology: California Solar Energy Industries Association (CalSEIA); Beach, R. T. y McGuire, P. G. (2012). Evaluating the benefits and costs of net energy metering for residential customers in California. Berkeley, CA: Crossborder Energy. Preparado para la Vote Solar Initiative; Pérez, R., Zweibel, K. y Hoff, T. E. (2011). Solar power generation in the US: Too expensive, or a bargain? *Energy Policy*, 39(11), 7290-7297.

⁸² Americans for Solar Power. (2005). Build-Up of PV Value in California – Methodology, April 13th, 2005. Contreras, J. L., Frantzis, L., Blazewicz, S., Pinault, D., y Sawyer, H. (2008). Photovoltaics value analysis. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

⁸³ Gischler, C. y Janson, N. (2011). Perspectives for distributed generation with renewable energy in Latin America and the Caribbean:

Analysis of case studies for Jamaica, Barbados, Mexico, and Chile. Washington, DC: Inter-American Development Bank; Luecke, A. (2011). Renewable energy best practices in promotion and use for Latin America and the Caribbean. Washington, DC: Inter-American Development Bank; Pérez Arbeláez, J., y Marzolf, N. C. (2010). Incentives for adopting renewable energy in Jamaica. Washington, DC: Inter-American Development Bank.

⁸⁴ Glemarec, Y. (2011). Catalysing climate finance: A guidebook on policy and financing options to support green, low-emission and climate-resilient development. New York, NY: United Nations Development Programme. Véase también Mitchell, C., Sawin, J., Pokharel, G. R., Kammen, D., Wang, Z., Fifita, S., Jaccard, M., Langniss, O., Lucas, H., Nadaï, A., Trujillo Blanco, R., Usher, E., Verbruggen, A., Wüstenhagen, R. y Yamaguchi, K. (2011). Policy, financing and implementation. En O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer y C. Von Stechow (Eds.), *IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation*. Cambridge, Reino Unido y New York, NY: Cambridge University Press.

⁸⁵ Martinot, E. (2005). Renewables 2005 global status report. Washington, DC: Worldwatch Institute.

⁸⁶ REN21. (2012). Renewables 2012 global status report. París, Francia: REN21 Secretariat.

⁸⁷ Por ejemplo, en algunas jurisdicciones se combinan las tarifas de alimentación para recursos en pequeña escala con subastas o créditos comerciables para recursos en gran escala (por ejemplo el Reino Unido, Italia, California e Uruguay); ciertas jurisdicciones han anunciado sus planes de usar los resultados de las subastas para informar y determinar los precios futuros de las tarifas de alimentación (por ejemplo Arabia Saudí y Sudáfrica); otras jurisdicciones usan las tarifas de alimentación para establecer un piso para los mercados de créditos comerciables (por ejemplo Bélgica), mientras que hay jurisdicciones que usan las tarifas de alimentación para establecer los techos de las subastas (por ejemplo Kenia e Indonesia).

⁸⁸ Cabe notar que el hecho de que los créditos sean comerciables –es decir un producto básico distinto a la electricidad– no ha sido problemático en sí. Sin embargo, aquellos mercados que se han apoyado exclusivamente en operaciones de corto plazo o *spot* como único mecanismos de cumplimiento han tenido que afrontar los retos derivados de la alta volatilidad de los precios de los créditos, junto con un crecimiento irregular del mercado. En los diseños originales de RPS de los Estados Unidos de mediados a finales de los años noventa, los créditos comerciables de corto plazo se consideraron como el mecanismo por excelencia para cumplir con las políticas. Sin embargo, a medida que el RPS ha evolucionado en todo Estados Unidos y en el ámbito internacional durante los últimos 20 años, muchos mercado de créditos comerciables de corto plazo también incluyen actualmente algún tipo de mecanismo para fijar el piso de los precios, o senderos paralelos de adquisiciones que permiten realizar contratos de largo plazo, ofertas estándares o negociaciones bilaterales de contratos de largo plazo. Esta tendencia también se verifica en el campo internacional.

⁸⁹ Rickerson, W., Laurent, C., Jacobs, D., Dietrich, C. y Hanley, C. (2012). Feed-in tariffs as a policy instrument for promoting renewable energies and green economies in developing countries. París, Francia: United Nations Environment Programme.

⁹⁰ Maurer, L. T. A. y Barroso, L. A. (2011). Electricity auctions: An overview of efficient practices. Washington, DC: World Bank, Energy Sector Management Assistance Program.

⁹¹ Elizondo-Azuela, G. y Barroso, L. A. (2011). Design and performance of policy instruments to promote the development of renewable

energy: Emerging experience in selected developing countries. Washington, DC: The World Bank; Liebreich, M. (2009). Feed-in tariffs: Solution or time-bomb? *New Energy Finance Monthly Briefing*, V(28), 1-3.

⁹² Glemarec, Y., Rickerson, W. y Waissbein, O. (2012). Transforming on-grid renewable energy markets. New York, NY: United Nations Development Programme.

⁹³ Rickerson, W., Flynn, H., Hanley, C., Jacobs, D. y Solano-Peralta, M. (2010). Fiscal and non-fiscal incentives for adopting renewable energy: Feed-in tariffs in Latin America and the Caribbean. Washington, DC: Inter-American Development Bank.

⁹⁴ Kreycik, C., Couture, T. D. y Cory, K. S. (2011). Innovative feed-in tariff designs that limit policy costs. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

⁹⁵ Varias islas del Caribe han introducido políticas de facturación por medición neta y balance neto como piedra angular de su mecanismo de adquisiciones. Estas políticas pueden ser efectivas porque los precios de la electricidad en el Caribe son mayores que los costos de generación de muchas de las tecnologías de producción de energía renovable. La línea divisoria entre medición neta, facturación neta y tarifas de alimentación en el Caribe es poco clara; sin embargo, dado que algunos países (Granada, por ejemplo) han introducido políticas de facturación neta que son muy similares a las de las tarifas de alimentación (es decir, 100% de la electricidad se compra a una tarifa y se vende a otra, en lugar de usarla para compensar el consumo in situ).

⁹⁶ CARICOM. (2013). CARICOM Energy Policy. Georgetown, Guyana.

⁹⁷ AMDEE. 2012. Proyecto eólicos en operación en México. Obtenida y disponible en: <http://bit.ly/AMDEE2012>

⁹⁸ Davis, S. Houdashelt, M. y Helme, N. (2012). Case Study: Mexico's Renewable Energy Program. A Step-by-Step Approach for Overcoming Barriers to Renewable Energy Deployment. Center for Clear Air Policy. <http://bit.ly/MexCCAP>

⁹⁹ Cochran, J., Bird, L., Heeter, J. y Arent, D. J. (2012). Integrating variable renewable energy in electric power markets: Best practices from international experience. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory; Chandler, H. (2011). Harnessing variable renewables: A guide to the balancing challenge. Paris, France: International Energy Agency.

¹⁰⁰ Para una discusión acerca de las posibles estrategias regionales de interconexión, véase Nexant. (2010). Caribbean regional electricity generation, interconnection, and fuels supply strategy. Washington, DC: World Bank.

¹⁰¹ Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., van Hulle, F., Lange, B., O'Malley, M., Pierik, J., Ummels, B., Tande, J. O., Estanqueiro, A., Matos, M., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Shakoob, A., Ricardo, J., Smith, J. C., Milligan, M. y Ela, E. (2009). Design and operation of power systems with large amounts of wind power (Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008). Espoo, Finland: VTT Technical Research Centre of Finland;

¹⁰² Milligan, M., y Kirby, B. (2010). Market characteristics for efficient integration of variable generation in the Western Interconnection. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

¹⁰³ Reinstein, D., Mateos, A., Brugman, A., Johnson, T. y Berman, L. (2011). Regional power integration: Structural and regulatory challenges (Report No. 58934-LAC, Central America Regional Programmatic Study for the Energy Sector). Washington, DC: The World Bank, Energy Sector Management Assistance Program.

¹⁰⁴ Entrevista con Oscar Ferreño, gerente de generación eléctrica de UTE, publicada en UNIDO y OLADE. Observatory of Renewable Energy in Latin America and the Caribbean: Uruguay.

¹⁰⁵ Chamba, M. S., Salazar, G., Añó, O. y Castillo, T. (2012). Integración eléctrica en Latinoamérica y el Caribe: Barreras y análisis de esquemas regulatorios. *ENERLAC*, 4, 64-82.

¹⁰⁶ North American Electric Reliability Corporation. (2010). Flexibility requirements and metrics for variable generation: Implications for system planning studies. Princeton, NJ.

¹⁰⁷ Son tecnologías de almacenamiento que pueden operar independientemente de las centrales eléctricas. Existe además una tecnología que permite el almacenamiento de energía dentro de la misma central, a saber, almacenamiento termal en plantas de energía solar por concentración.

¹⁰⁸ Véase la website de EPEC: <http://bit.ly/EPECArg>

¹⁰⁹ Universidad Católica de Chile. Efectos en la operación del sistema de la incorporación de energías renovables con bajo factor de planta y alta volatilidad. <http://bit.ly/EfeRenChile>

¹¹² IEA Hydropower Implementing Agreement. Hydropower Good Practices: Environmental Mitigation Measures and Benefits. <http://bit.ly/1basnyn>

¹¹¹ El tiempo de cierre de compuertas es la hora a la que el mercado se compromete a entregar la electricidad.

¹¹² Martínez, V. J. y Rudnick, H. (2012). Design of demand response programs in emerging countries. Trabajo presentado durante la IEEE International Conference on Power System Technology, Auckland, Nueva Zelanda, 30 de octubre al 2 de noviembre.

¹¹³ Por ejemplo la Zona Competitiva de Energía Renovable en el estado de Texas, EEUU.

¹¹⁴ Comisión Reguladora de Energía. 2012. Temporadas abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación. <http://bit.ly/TARCTyT>

¹¹⁵ Madrigal, M. y Stoft, S. (2011). Transmission expansion for renewable energy scale-up: Emerging lessons and recommendations. Energy and Mining Sector Board Discussion Paper No. 26. Washington, DC: The World Bank.

¹¹⁶ Estos estimados no toman en cuenta las externalidades y/o exenciones tributarias.

¹¹⁷ IMF, 2013, Reforming Energy Subsidies, <http://bit.ly/18SihCI>

¹¹⁸ Roberts, D. (2012). Why Germany is phasing out nuclear power. *Grist*. <http://bit.ly/XOPDxl>. Janzing, B. (2010). Renewable energies and base load power plants: Are they compatible? Berlin: German Renewable Energies Agency. The Energy Collective. 100 Percent Renewable Energy is 100 Percent Possible. <http://bit.ly/10OpcRE>