



**Perspectivas sobre la
generación distribuida
mediante energías
renovables en America
Latina y el Caribe**
Análisis de estudios de caso
para Jamaica, Barbados,
México y Chile

Christiaan Gischler
Nils Janson

**Banco
Interamericano de
Desarrollo**

División de Mercados
de Capital e
Instituciones
Financieras en
colaboración con la
División de Energía

DOCUMENTO DE DEBATE
IDB-DP-208

Noviembre 2011

Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en America Latina y el Caribe

**Análisis de estudios de caso para Jamaica,
Barbados, México y Chile**

Christiaan Gischler
Nils Janson



Banco Interamericano de Desarrollo

2011

<http://www.iadb.org>

Los “Documentos de debate” y las presentaciones son preparados por funcionarios del Banco y otros profesionales como material de apoyo para eventos. Suelen producirse en plazos muy breves de publicación y no se someten a una edición o revisión formal. La información y las opiniones que se presentan en estas publicaciones son exclusivamente de los autores y no expresan ni implican el aval del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representan.

Este documento puede reproducirse libremente.

Perspectivas para la generación distribuida con energías renovables en América Latina y el Caribe

Análisis de estudios de casos en Jamaica, Barbados, México y Chile

Christiaan Gischler y Nils Janson¹

Presentado en el V Foro de Competitividad de las Américas para el Banco Interamericano de Desarrollo y el Compete Caribbean

Santo Domingo, República Dominicana, 5–7 de octubre de 2011

¹ Este documento ha sido traducido del inglés al español por Cynthia Farber y su equipo, y cuenta con los aportes editoriales de Sheila Mahoney.

Tabla de contenidos

Resumen ejecutivo	4
Introducción: resumen del alcance, definición y fundamentos	10
Alcance del análisis: energías renovables, mercados emergentes en ALC, competitividad y crecimiento económico	10
Definición de la generación distribuida sobre la base de su ubicación en la red	10
Fundamento para la GD renovable en economías emergentes: reducción de los costos de electricidad y otros beneficios	12
Situación actual	15
¿Cuánta GD están produciendo los países a nivel mundial? ¿Cuánta de esa GD es renovable?	15
Dinamarca: la experiencia del mercado de GD más avanzado del mundo	17
Análisis de la experiencia de GD de cuatro países de ALC	19
Jamaica	20
Contexto: un sistema verticalmente integrado con costos y precios elevados de electricidad	20
Viabilidad de la GD renovable: buenas opciones a escala comercial, aunque no todavía a pequeña escala	22
Marco de la GD renovable: tarifa FIT al costo evitado para la GD renovable a pequeña escala; competencia y planificación sobre la base del menor costo para el resto	23
Análisis: un marco sólido que podría mejorarse para la GD renovable a pequeña escala	24
Barbados	25
Contexto: un sistema verticalmente integrado con costos y precios elevados de electricidad	26
Viabilidad de la GD renovable: buenas opciones a escala comercial y pequeña escala gracias al financiamiento en condiciones favorables	27
Marco de la GD renovable: hacia un Marco de Energía Sostenible en Barbados	29
Análisis: un Marco de Energía Sostenible sólido para la GD renovable a escala comercial y a pequeña escala	31
México	31
Contexto: un mercado de comprador único con costos y precios bajos de electricidad	32
Viabilidad de la GD renovable: buenas opciones a escala comercial, ninguna a pequeña escala	34

Marco para la GD renovable: la evolución del menor costo financiero al menor costo económico .	35
Análisis: si bien la GD viable ya es un hecho, el futuro es poco claro	36
Chile	39
Contexto: un mercado de electricidad competitivo con precios relativamente elevados.....	39
Viabilidad de GD renovable: buenas opciones a escala comercial, pero ninguna a pequeña escala.	40
Marco de la GD renovable: marco integral de la GD a escala comercial; aún se está elaborando el de la GD a pequeña escala	42
Análisis: una mezcla de competencia, metas e incentivos para la escala comercial; un marco poco claro para la pequeña escala.....	43
Resumen del análisis sobre la GD renovable en Jamaica, Barbados, México y Chile.....	45
Recomendaciones: cómo promover una GD competitiva	47
Definir la GD en forma clara y adecuada, sobre la base de la magnitud del sistema.....	48
Asegurarse de que los sistemas de energía se desarrollen sobre la base de la generación de menor costo.....	48
Neutralizar las amenazas a una GD eficiente	51
Combatir la inercia mediante obligaciones e incentivos.....	51
Hacer fácil y segura la conexión a la red a través de un código de red.....	52
Emplear enfoques de planificación y obtención de permisos estandarizados y racionales.....	53
Evaluar si un aumento en el precio de la energía puede incrementar la competitividad y el crecimiento	54
Evitar la trampa de tener que pagar demasiado.....	56
Referencias.....	58

Resumen ejecutivo

El presente documento analiza la manera de promover la **generación distribuida (GD)** utilizando **energías renovables (ER)** en mercados emergentes de **América Latina y el Caribe (ALC)** con el propósito de incrementar la competitividad y lograr un crecimiento económico sostenible. En este trabajo, la GD se define como “la generación de electricidad conectada a la red de distribución”. Esta definición implica que la GD: i) es una generación conectada a la red y no autónoma; ii) está ubicada en las instalaciones de los usuarios o cerca de la carga que recibe el suministro, y iii) se implementa a una escala menor que la correspondiente a las centrales de las empresas de servicios públicos conectadas a una red de transmisión.

El **fundamento** clave para promover la GD renovable en ALC, como se plantea en estas páginas, es reducir el costo de la electricidad de todo un país, lo que también contribuye directamente a la competitividad y al crecimiento económico. No obstante, la GD renovable también proporciona muchos otros beneficios que pueden representar fundamentos viables para su promoción por parte de los países, como la reducción de las externalidades ambientales globales (emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la reducción de las externalidades ambientales y sociales locales, el apoyo al desarrollo de una nueva industria “verde”, el aumento de la seguridad energética, la reducción de pérdidas del sistema y de la capacidad de generación innecesaria, y el desarrollo de una marca “verde”. En ciertas circunstancias, estos otros fundamentos pueden generar beneficios económicos netos para un país y justificar el pago de costos de electricidad más elevados.

En este trabajo se analizan **cuatro estudios de casos en el Caribe (Jamaica y Barbados) y América Latina (México y Chile)** para evaluar qué están haciendo o no están haciendo esos países para promover la GD renovable y por qué. Estos casos también se examinan a la luz de la experiencia de **Dinamarca**, el país con mayor porcentaje de GD en el mundo (más del 50% de la generación eléctrica), especialmente sobre la base de la tecnología eólica y la cogeneración. La experiencia de Dinamarca sugiere que, cuando una sociedad está dispuesta a pagar un precio más alto por su electricidad, puede alcanzar una alta penetración de GD renovable, lo que reduce los GEI, aumenta la seguridad energética y fomenta la fabricación exitosa de equipos de ER tanto en el mercado local como internacional.

El trabajo concluye que todos los países de ALC bajo análisis cuentan con algunas opciones viables para la instalación de centrales de GD renovable a escala comercial (cuyo objetivo principal es la venta de un flujo continuo de electricidad, en particular, pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas, de cogeneración con biomasa y de biogás). La implementación de GD renovable a pequeña escala (centrales cuyo objetivo principal consiste en la generación de energía para consumo propio y la venta de la electricidad excedente, en especial, las centrales de energía solar fotovoltaica [FV]) es viable en países con costos muy altos de generación eléctrica y disponibilidad de financiamiento en condiciones más favorables (como en el caso de Barbados). En cambio, en otros países, la GD renovable a pequeña escala no es viable actualmente.

En términos generales, los cuatro países analizados ya han desarrollado (o están en proceso de desarrollar) su potencial de GD renovable viable a escala comercial, aunque cada uno de distinta manera, según la estructura de mercado. En Jamaica, las empresas de servicios públicos están reguladas conforme a una planificación sobre la base del costo más bajo y se estableció un régimen para la generación por parte de terceros. En Barbados, recientemente se aprobó una Política de ER para la creación de un Marco Energético Sostenible. En México, existe un sistema de licitaciones para nueva generación. Por último, Chile estableció metas limitadas y neutras en cuanto a la elección de tecnología, que pueden alcanzarse con las tecnologías que sean más eficaces en función del costo.

Los cuatro países también se muestran cautelosos en cuanto a la medida en que permiten que la GD renovable no viable a pequeña escala contribuya a la generación de energía. Barbados ofrece un programa piloto, denominado Anexo de Energía Renovable (RER), en virtud del cual se paga el costo evitado. Jamaica proporciona un Contrato de Oferta Estándar (SOC) que paga el costo evitado más una prima limitada por los beneficios económicos de la ER. México está implementando sus primeros pequeños sistemas de ER conectados a la red con medición neta sobre la base de nuevos contratos modelo. Asimismo, está desarrollando una metodología para calcular los beneficios económicos netos respecto de la decisión de cuánta ER debería generarse en el futuro y los precios que deberían pagarse por ella. Chile está considerando la implementación de programas de medición neta pero aún no ha definido los términos exactos a aplicar. No obstante, ningún país ha fijado tarifas para la ER distribuida a pequeña escala a niveles que aseguren la viabilidad financiera de sistemas que no son económicamente viables. En este sentido, los mercados emergentes de ALC han demostrado sabiduría, seriedad y moderación, especialmente en comparación con otros enfoques más agresivos adoptados en Europa y América del Norte.

Sobre la base de la experiencia alentadora de los países bajo estudio, el presente trabajo ofrece cinco recomendaciones sobre cómo promover ER distribuidas eficaces en función del costo, que permitan contribuir a la competitividad y al crecimiento de los mercados emergentes en ALC.

1. Definir la GD de manera clara y apropiada, sobre la base de la magnitud del sistema.

El primer paso en la formulación de políticas efectivas es establecer límites específicos para cada país respecto de los objetivos de la política. Para mayor claridad, la GD debería definirse sobre la base de su interconexión con la red de distribución. También pueden proporcionarse definiciones en cuanto a la capacidad y al tipo de tecnología para brindar más información al respecto aunque, por sí mismas, estas no definirían la GD en forma clara.

2. Garantizar que los sistemas de electricidad se desarrollen sobre la base del menor costo de generación.

La planificación según el costo más bajo debería ser el principio básico detrás de cualquier política, dado que todos los países tienen opciones de ER distribuida a menor costo pero no todas se implementan. Garantizar la identificación, evaluación y ejecución de todas las alternativas que sean

razonables para cada país permitirá establecer prioridades en forma correcta, comenzando por las opciones que resulten beneficiosas para todas las partes involucradas. Esto puede llevarse a cabo de la siguiente manera:

- Para la GD renovable a escala comercial, mediante una regulación y un diseño de mercado efectivos. En mercados verticales, como Jamaica y Barbados, regulación efectiva significa que:
 - la empresa de servicios públicos está obligada a demostrar que sus planes de expansión de generación conllevan el menor costo posible, y que los organismos reguladores tienen el deber de verificar y exigir el cumplimiento de dicha obligación;
 - la empresa de servicios públicos está obligada a comprar energía de terceros cuando el costo sea menor.

En mercados liberalizados, como México y Chile, un diseño de mercado efectivo significa:

- el trato no discriminatorio de las ER en la venta de energía y capacidad;
 - el uso de licitaciones para la adjudicación de capacidad adicional y/o energía al costo más bajo.
- Para la GD renovable a pequeña escala, mediante tarifas de introducción de energía renovable a la red eléctrica (FIT, por sus siglas en inglés) adecuadamente diseñadas. En el presente documento, las tarifas FIT no se definen como subsidios sino simplemente como ofertas firmes para comprar energía a un precio predeterminado durante un período también predeterminado y sujeto a ciertos requisitos técnicos. Las tarifas FIT bien diseñadas:
 - fijan el precio a niveles que no superan el costo evitado real;
 - establecen un plazo que sea al menos igual a la vida útil de los sistemas;
 - implican la preferencia de la facturación neta sobre la medición neta (para medir y facturar por separado la electricidad que compra y el excedente de electricidad que vende el usuario);
 - establecen topes para la elegibilidad individual y total.

3. Neutralizar las amenazas a la GD eficiente.

El sólo hecho de que la generación al costo más bajo sea razonable no garantiza que ocurra. En la práctica, incluso los proyectos excelentes pueden verse amenazados por la inercia, la existencia de normas inadecuadas sobre la red, por procesos engorrosos de planificación y el otorgamiento de permisos que aumentan los costos de las operaciones.

Las políticas efectivas prevén y se adelantan a estas amenazas de la siguiente manera:

- La combinación de **obligaciones e incentivos permite combatir la inercia**:
 - obligaciones explícitas de contemplar opciones de ER razonables en la planificación sobre la base del costo más bajo;
 - obligación de las empresas de servicios públicos de comprar energía de terceros (productores independientes de energía [PIE]) cuando esto implique un costo

- menor al costo evitado;
 - estándares limitados de la cartera de ER que sean neutrales en cuanto a la tecnología a utilizar y graduales en cuanto a la implementación;
 - mecanismos tarifarios de recuperación de costos que garanticen a los proveedores la recuperación de los costos de capital en los que se haya incurrido eficientemente para el desarrollo de ER.
- Los códigos de red pueden actualizarse para **que la conexión a la red sea fácil y segura** con GD renovable. Deberían incluir estándares técnicos y operativos, restricciones razonables y precios justos por el uso de la red.
 - **Los procesos de planificación y otorgamiento de permisos estandarizados y más eficientes** permiten reducir los costos de operación y garantizar que los proyectos viables se desarrollen en un período de tiempo razonable. Entre los instrumentos para lograrlo se incluyen:
 - ventanillas únicas para obtener los permisos requeridos;
 - procesos de obtención de permisos ambientales y de construcción específicos para la tecnología a desarrollar;
 - contenidos preestablecidos para las evaluaciones de impacto ambiental;
 - normas sobre impactos permitidos específicas para la tecnología a desarrollar;
 - límites máximos para la cantidad de GD renovable que puede instalarse sin necesidad de obtener un permiso.

4. **Analizar si pagar más por la electricidad puede aumentar la competitividad y el crecimiento.**

Una vez dadas las condiciones para que las alternativas que resultan beneficiosas para todas las partes puedan implementarse, los países deberían estudiar si bajo ciertas circunstancias se justificaría pagar una prima en vista de la relación costo/ beneficio. Las consideraciones económicas son importantes: ¿el pago de una prima realmente genera beneficios económicos netos para el país? Es decir, ¿los beneficios económicos son mayores que los costos económicos? Por otra parte, las cuestiones políticas resultan igualmente relevantes: ¿aceptarán los votantes pagar más? ¿Reelegirán a los políticos que los obliguen a hacerlo?

El pago de una prima por la electricidad puede estar justificado, por ejemplo, en los siguientes casos:

- **Para aumentar la seguridad energética y la resistencia del sistema.** Debería hacerse una diversificación prudente de las fuentes primarias de energía que se utilizan y de dónde se obtienen dichas fuentes. También deberían considerarse herramientas alternativas para la seguridad energética (contratos a término).
- **Para desarrollar una economía verde y crear puestos de trabajo verdes.** La creación de una nueva economía verde y la creación de puestos de trabajo verdes a menudo se utilizan como

argumento para subsidiar la fabricación de productos o la prestación de servicios, aunque está sujeta a riesgos. A fin de mitigar esos riesgos, los países deberían considerar contribuir a la generación de una nueva economía verde únicamente si existe un fuerte mercado interno potencial para esa tecnología, y si el país ha desarrollado (o podría desarrollar en el futuro) las capacidades industriales necesarias para fabricar ciertas tecnologías o prestar servicios relacionados con ellas.

- **Para reducir las externalidades ambientales locales y globales.** En el caso en que un gobierno decida que vale la pena pagar más para lograr que el medio ambiente sea más sostenible debería, como mínimo, dar un tratamiento diferente a las externalidades ambientales locales y globales, teniendo en cuenta los siguientes puntos:
 - Los usuarios locales obtendrían todos los beneficios derivados de reducir las **externalidades ambientales y de salud locales**; por lo tanto, puede sostenerse que deberían pagar el costo total.
 - Sin embargo, los usuarios locales sólo obtendrían una parte de los beneficios resultantes de la reducción de las **externalidades ambientales globales (GEI)**; en consecuencia, los gobiernos de los mercados emergentes deberían pensar detenidamente antes de decidir que sus ciudadanos paguen el costo total de reducir los GEI. En primer lugar, deberían promoverse aquellas alternativas beneficiosas para todas las partes que reduzcan los GEI y que al mismo tiempo ayuden al país a ahorrar dinero. Otras alternativas implican un costo adicional que podría estar justificado y constituir una solución eficiente desde un punto de vista global. Los mercados emergentes deberían intentar obtener financiamiento en condiciones favorables y subvenciones de organizaciones internacionales o de países desarrollados para llevar adelante esos proyectos. Mientras el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) lucha por sobrevivir, están surgiendo las Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés) como un nuevo marco.
- **Para promover el desarrollo de marcas del país.** Los productos sostenibles pueden venderse a precios más altos, al igual que los destinos turísticos sostenibles. Sin embargo, esos precios más elevados no deben ser sostenidos por la población de un mercado emergente.
- **Para ampliar el acceso a la energía,** lo cual reduce la pobreza energética y aumenta la inclusión social.
- La **determinación de la cuantía de la prima que se justifica pagar** probablemente sea difícil y controvertida. Los gobiernos deberían resolver esto paso a paso en un proceso que:
 - Primero, involucre a las partes interesadas de los sectores público y privado, y determine qué rubros ameritan el pago de una prima.
 - Segundo, desarrolle una metodología para la determinación de la prima a pagar.

- Tercero, evalúe los costos y beneficios económicos que representa para el país.

5. Evitar la trampa de pagar demasiado

Incluso en el caso en que los países decidan que vale la pena pagar una prima, ello no significa que esta pueda fijarse de manera imprudente y que los usuarios deban terminar pagando demasiado. Existen tres formas clave de evitar caer en esta trampa:

- **Crear estructuras tarifarias desagregadas que reflejen los costos.** La prima debería sumarse al componente tarifario que resulte afectado por el beneficio creado por la ER distribuida. Para ello, debe haber distintos componentes para diferentes servicios: suministro de energía, conexión a la red de distribución, suministro de capacidad de respaldo y reserva. Por ejemplo, un sistema solar fotovoltaico (sin batería) puede ahorrar energía (costos de combustible), pero no ahorrará respecto de otros servicios.
- **Fijar siempre topes máximos totales a los programas de tarifas FIT.** El hecho de que algunas primas estén justificadas no debería significar la elegibilidad ilimitada para tarifas FIT. De lo contrario, la prima podría afectar la calidad del servicio y generar costos impredecibles e insostenibles que, en última instancia, recaerían sobre los usuarios. Los países deberían decidir qué cantidad total se justifica para brindar un beneficio al nivel deseado.
- **Preferir siempre la facturación neta que la medición neta.** La medición neta es equivalente a fijar tarifas FIT a la tarifa minorista (es decir, la tarifa comercial). Esa es justamente la tarifa que debería disminuir para aumentar la competitividad y generar un crecimiento económico sostenible. Al implementar un sistema de facturación neta, los países usarían medidores bidireccionales para aplicar una prima justificada por su relación costo/beneficio a la electricidad vendida por los generadores, pero no más que eso.

Introducción: resumen del alcance, definición y fundamentos

En la presente introducción se define el alcance del análisis de la generación distribuida de energía renovable para aumentar la competitividad y lograr un crecimiento económico sostenible en los mercados emergentes de ALC. Luego, se define la GD sobre la base de la interconexión con la red de distribución. Por último, se presentan los fundamentos clave para la implementación de la GD renovable en las economías emergentes.

Alcance del análisis: energías renovables, mercados emergentes en ALC, competitividad y crecimiento económico

El presente trabajo se centra en la GD que:

- **Utiliza tecnologías de ER** que son apropiadas para la GD (pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas, solares, de cogeneración industrial, de cogeneración con biomasa, de biogás, de conversión de gas de vertederos a energía, de conversión de residuos a energía).
- **Se produce en mercados emergentes de la región de ALC.**
- **Tiene como objetivo aumentar la competitividad y lograr el crecimiento económico.**

El objeto principal del presente trabajo es la GD renovable en la fase de desarrollo de adaptación: la fase en la que la GD renovable se “acomoda al mercado actual con las señales de precio correctas, [y] se mantiene el control centralizado de la red” (AIE, 2002). Es decir, este documento intenta identificar como prioridad las oportunidades inmediatas de implementar la GD renovable en los sistemas existentes de los países de ALC, donde la mayor parte de la electricidad se suministra por medio de un esquema de generación centralizada. En el futuro, a medida que los avances tecnológicos y las reducciones de costos aumenten la viabilidad económica de otras alternativas de GD renovable, y a medida que las redes necesiten ser reemplazadas, los países podrían avanzar hacia las siguientes dos fases de desarrollo de la GD (AIE, 2002):

- Una fase descentralizada (que sólo Dinamarca ha alcanzado, donde la GD representa más del 50% de la generación), en la que el servicio se optimiza como consecuencia del uso por parte de proveedores descentralizados de sistemas de comunicación compartidos, aunque las empresas de distribución locales aún conservan el control de la red.
- Una fase de dispersión (que actualmente ningún país ha alcanzado), donde la GD podría satisfacer la demanda de electricidad recurriendo en forma limitada a la generación centralizada de energía, y donde existiría coordinación entre sistemas locales en lugar del control de todo un sistema.

Definición de la generación distribuida sobre la base de su ubicación en la red

No existe una definición de GD universalmente aceptada. Se han formulado varias definiciones sobre la base de la ubicación en la red, el tipo de tecnología, la capacidad instalada, el impacto ambiental o la

titularidad. A excepción de la primera (ubicación en la red), “ninguna de estas definiciones puede captar adecuadamente la variedad de centrales que quedarían subsumidas bajo el título de GD, ni tampoco proveen una descripción satisfactoria de sus características comunes” (Bauknecht y Brunekreeft, 2008).

Este trabajo adopta la definición de GD de la Oficina de los Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM, 2002) del Reino Unido: “**la generación de electricidad que está conectada a la red de distribución, en lugar de a la red de transmisión de alto voltaje**”, como es el caso de la generación de las empresas de servicios públicos. La conexión de la GD a la red de distribución implica que está ubicada en las instalaciones del usuario o cerca de la carga que recibe el suministro. También implica que consiste en “generación típicamente más pequeña, como la generación renovable, incluidas pequeñas centrales de energía hidroeléctrica, eólica y solar y sistemas combinados de calor y electricidad (CHP) más pequeños” (OFGEM, 2002). Por último, significa que la GD no es autónoma sino que está conectada a la red.

Definir la GD sobre la base de su conexión a la red de distribución requiere, a su vez, **definir la red de distribución**. Esto varía según el país, de acuerdo con el tamaño de su mercado energético. La definición podría basarse en un nivel máximo de voltaje para grandes y pequeños países, o simplemente referirse a lo que cada país defina como transmisión y distribución sobre la base del voltaje. Por ejemplo, México define las redes de distribución como aquellas con un voltaje de entre 2,4 kV y 34,5 kV (Sener, 2010a).

En función del tamaño del mercado y de las características de la red, puede variar la magnitud de la GD en distintos países. Un sistema con la misma capacidad instalada podría ser GD en un país y generación a escala de las empresas de servicios públicos en otro. Suponiendo que el voltaje de los sistemas de distribución alcanzara un máximo de 110 kV, la capacidad instalada máxima de las centrales de GD que podrían conectarse a esos sistemas estaría en el rango de 100 MW a 150 MW (Bauknecht y Brunekreeft, 2008). No obstante, en mercados más pequeños, el voltaje (y por lo tanto la capacidad instalada de GD) sería normalmente más baja.

Cuadro 1
Principales tipos de generación distribuida

	Pequeña escala	Escala comercial	
Conexión	Carga del usuario	Carga del usuario	Red de distribución
Venta de electricidad	Generación excedente	Toda la generación	Toda la generación
Sectores	Residencial, no residencial	No residencial	No residencial
Principales tecnologías de ER	Solar fotovoltaica, eólica, hidráulica	Cogeneración industrial (CHP)	Solar, eólica, hidroeléctrica, cogeneración con biomasa
Tamaño aproximado	Hasta 100 kW	Hasta 1 MW	Más de 1 MW

La GD a pequeña escala suele estar conectada a la carga del usuario y únicamente vende el excedente de generación después del consumo propio. Algunas veces (por ejemplo, en Barbados), una empresa de

servicios públicos compra la totalidad de la electricidad generada por la GD a pequeña escala y la descuento de las facturas de los clientes (utilizando la misma tarifa minorista o bien otra tarifa; Barbados utiliza una tarifa diferente sobre la base del costo evitado, como se detalla más adelante).

La GD a escala comercial suele estar conectada a la red de distribución y vende toda la electricidad de manera continua, sea como subproducto de procesos industriales (cogeneración industrial/ CHP, donde se captura el calor y se lo utiliza para generar electricidad que se vuelve a vender a la red a través de la conexión a la carga de los usuarios) o desde las centrales construidas específicamente para el suministro comercial de electricidad.

El cuadro 1 también muestra tecnologías típicas de GD renovable y el tamaño aproximado de las centrales para cada tipo. Sin embargo, dada la definición de GD que se ha adoptado aquí, los tipos de tecnología y la capacidad instalada probablemente serán distintos de acuerdo con cada contexto específico.

Fundamento para la GD renovable en economías emergentes: reducción de los costos de electricidad y otros beneficios

Antes de analizar *qué* están haciendo ciertos países en ALC respecto de la GD renovable, en el presente apartado se plantean algunas hipótesis de trabajo acerca de *por qué* podrían estar implementándola o no.

Un fundamento clave para la implementación de la GD renovable en los mercados emergentes puede ser **la reducción del costo de la electricidad para los usuarios**. Especialmente en países que dependen de los combustibles fósiles importados a precios elevados (como los países del Caribe), la GD renovable puede representar una alternativa atractiva para la generación de electricidad a un costo más bajo utilizando los recursos naturales locales. La reducción del costo de la electricidad para los usuarios requiere GD renovable que sea **económicamente viable**, y esta se define como la GD renovable que reduce el costo del suministro de electricidad para todo el país.

Disminuir el costo de la electricidad para el conjunto del país significa que el costo de generar un kilovatio-hora (kWh) requerido por una central de GD debe ser inferior al costo requerido por las centrales a escala de las empresas de servicios públicos. Las tecnologías de ER que suministran potencia firme (es decir, potencia sin interrupción y que puede ser despachada como carga base) deberían compararse con el costo total de generación de las centrales convencionales (es decir, un costo que incluya tanto los costos fijos de capital como los costos variables de operación y mantenimiento). Las tecnologías de ER que proveen potencia no firme (como la eólica, que provee potencia intermitente) deberían compararse únicamente con los componentes variables del costo de generación de las centrales convencionales (dado que cuando se construye una central de ER no firme, igualmente se necesita capacidad firme para respaldo y reserva).

Reducir el costo de electricidad para todo el país también significa que todos los usuarios, y no sólo algunos, deben poder acceder al costo más bajo de la electricidad. En particular, los hogares o las empresas que cuentan con instalaciones de GD renovable no deben beneficiarse de los costos reducidos de la electricidad a expensas de los hogares o las empresas que no las tienen. Por ejemplo, en los países donde las tarifas son altas, los sistemas solares fotovoltaicos no son económicamente viables (cuestan más que otras opciones disponibles de generación), pero pueden ser **comercialmente viables** (cuestan menos que la tarifa minorista y por lo tanto representan una fuente de ahorro para aquellos que los implementan). Si se paga la tarifa de electricidad minorista por el excedente de electricidad que los usuarios con un sistema solar fotovoltaico vendan a la red, esos usuarios ahorrarán dinero en sus facturas. Sin embargo, otros usuarios que no instalen un sistema de GD renovable probablemente tengan que pagar facturas más elevadas porque el sistema, en su conjunto, está comprando parte de su electricidad a un precio mayor en comparación con otras alternativas más económicas.

La GD renovable brinda beneficios adicionales que pueden constituir fundamentos válidos para que los países la promuevan. No obstante, el desarrollo de algunas de las tecnologías utilizadas en dicha generación requiere cautela dado que pueden terminar aumentando los costos para todo el país. A continuación se describen los beneficios adicionales (y las razones por las que deben manejarse con cautela):

- **Reducción de las emisiones globales de dióxido de carbono (CO₂).** Las tecnologías de GD renovable eliminan las emisiones de GEI. No obstante, sólo las ER económicamente viables lo logran al mismo tiempo que reducen los costos de la electricidad. Cuando los gobiernos planifican e implementan NAMA,² pueden promover opciones de ER beneficiosas para todas las partes involucradas que disminuyan los GEI y al mismo tiempo representen un ahorro para el país, tal como lo sugiere la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC): “El desarrollo económico y social y la erradicación de la pobreza son las prioridades primeras y esenciales de las Partes que son países en desarrollo” (CMNUCC, 1992). Sin embargo, pueden verse tentados de promover ER que aumenten los costos netos para el país.
- **Reducción de las externalidades sociales y ambientales locales.** La GD renovable evita la emisión de sustancias que contaminan el aire y el medio ambiente local. También plantea menos problemas de ubicación, incluso en comparación con las centrales de energía renovable a gran escala que requieren el desplazamiento de individuos, como las grandes centrales hidroeléctricas. Los países pueden obtener la totalidad del beneficio de reducir las externalidades locales (lo que no sucede en el caso de las externalidades globales).

² Las Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMA) fueron creadas por el Plan de Acción de Bali (2007) dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Consisten en proyectos o programas voluntarios para reducir los gases de efecto invernadero que los gobiernos de los países en desarrollo (o países no incluidos en el Anexo I de la CMNUCC) llevan a cabo de manera acorde con el desarrollo económico y social del país. Las NAMA también pueden contar con el apoyo financiero de los países desarrollados (o países incluidos en el Anexo I de la CMNUCC) u organizaciones internacionales.

- **Contribución al desarrollo de una nueva industria verde.** Implementar la GD para promover la fabricación, la instalación y el mantenimiento local de equipos de ER puede generar beneficios económicos netos en los casos en que el mercado interno sea lo suficientemente grande y exista suficiente capacidad industrial. Sin embargo, crear un mercado obligatorio para la GD o subsidiar las empresas privadas que fabrican equipos de ER conlleva el riesgo de generar más costos que beneficios económicos, en particular cuando la fabricación se traslada inesperadamente a otros países. El caso de España (Bloomberg, 2010)³ es emblemático de cómo un programa excesivo de tarifas FIT terminó siendo contraproducente. El caso reciente de los fabricantes de energía solar fotovoltaica en Estados Unidos (Washington Post, 2011) que quebraron, con lo que los contribuyentes se vieron obligados a soportar el costo de las garantías de préstamos otorgadas por el gobierno, muestra el riesgo del apoyo financiero excesivo a la fabricación local de ER.
- **Aumento de la seguridad energética.** Aumentar el porcentaje de generación que depende de fuentes primarias de ER disponible a nivel interno reduce la dependencia con respecto a los combustibles fósiles importados e incrementa la resistencia del sistema energético a los shocks externos. No obstante, muchas tecnologías de GD renovable (como la energía eólica y solar) sólo pueden suministrar potencia no firme y requieren potencia firme para respaldo y reserva. No todos los países cuentan con fuentes de ER que puedan proveer electricidad de carga base a un costo competitivo (como la hidroeléctrica, presente en México pero no en Barbados). Por otra parte, puede haber otras formas, aparte de las ER, de lograr seguridad energética de manera eficaz en función del costo, mediante la diversificación prudente de la combinación de: generación (incluidas tanto la ER como alternativas convencionales), desarrollo de infraestructura (por ejemplo, construcción de terminales para importar gas natural licuado [GNL], como hizo Chile) y el uso de instrumentos comerciales (como los contratos a término).
- **Reducción de pérdidas del sistema y de capacidad innecesaria.** Dado que la GD renovable está ubicada en las cargas que reciben el suministro (o cerca de ellas), evita todas o la mayor parte de las pérdidas incurridas en la red. Para ello, el costo de generación de las energías convencionales con las que se compara la GD renovable deberían incrementarse a fin de dar cuenta de las pérdidas del sistema en ese país en particular (por ejemplo, si el valor de referencia de la generación convencional es de US\$0,10 por kWh y las pérdidas representan el 10%, el valor de referencia debería ser de US\$0,11 por kWh). Por otra parte, la GD renovable puede dar respuesta a la demanda proyectada de manera más incremental y menos irregular que las centrales convencionales a gran escala que necesitan ser construidas en un bloque, aunque puede pasar algún tiempo hasta que puedan ser utilizadas en su totalidad.

³ En 2007 se creó por ley una tarifa FIT de US\$0,44 por kWh durante 25 años por energía solar FV (10 veces el precio promedio mayorista de 2007 de US\$0,04), sin establecer ningún tope. El objetivo era obtener 400 MW de energía solar para 2010 y promover la industria manufacturera local. El resultado consistió en 3.500 MW instalados para 2008 y €126.000 millones en obligaciones contraídas con más de 50.000 inversionistas en energía solar que a menudo compraban equipos en el exterior.

- **Desarrollo de una marca verde.** El desarrollo de una imagen verde para un país o una región puede proporcionar beneficios económicos, como los provenientes de la venta de productos sostenibles a un precio más elevado o la promoción de destinos turísticos sostenibles. Sin embargo, las marcas verdes también pueden conllevar costos adicionales, con el riesgo de que estos tengan que ser sostenidos por la población local o que puedan no estar justificados en vista de los beneficios que se obtienen.

Situación actual

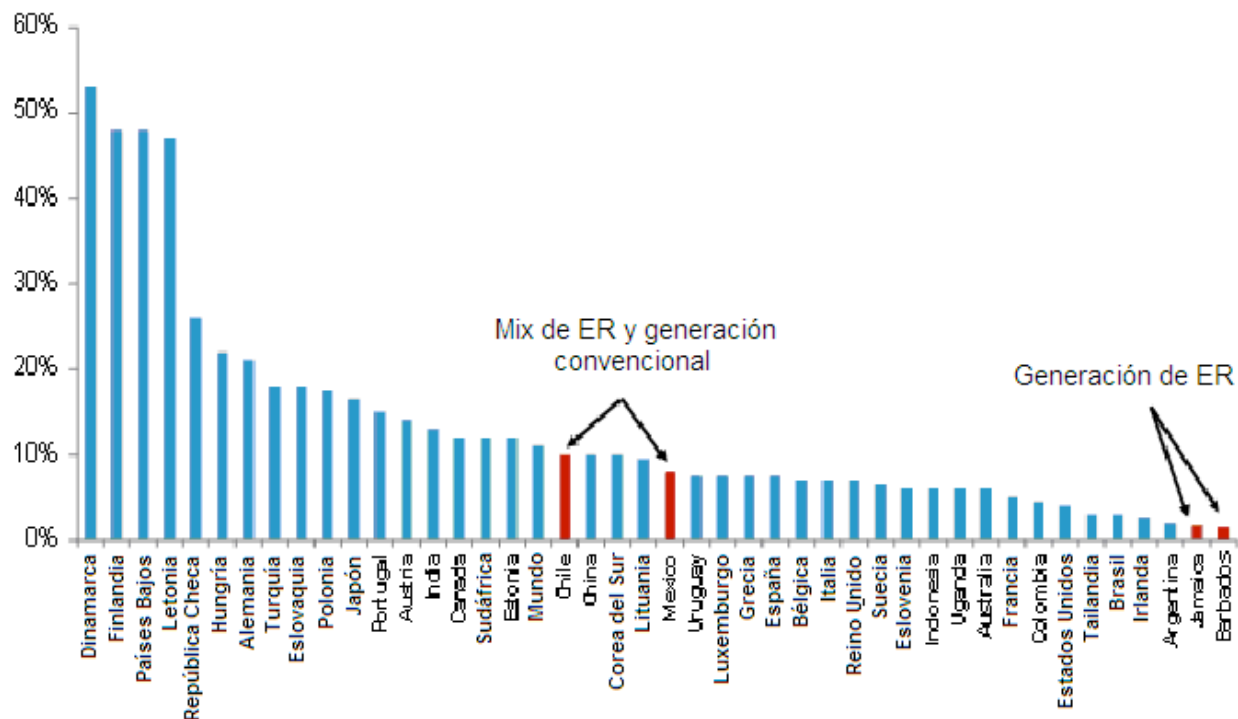
En el presente apartado se analiza más detenidamente qué están haciendo cuatro países de la región de ALC respecto de la GD renovable (**Jamaica y Barbados** en el Caribe, y **México y Chile** en América Latina). Para promover la GD renovable a pequeña escala, recientemente Jamaica y Barbados lanzaron programas de tarifas FIT. En **el presente documento, la tarifa FIT no se define como un subsidio**, en su acepción generalizada (e incorrecta), sino simplemente como una oferta firme para comprar energía a un precio predeterminado durante un período también predeterminado y sujeto a ciertos requisitos técnicos. Esta definición concuerda con los nombres que Jamaica y Barbados dieron a sus programas de tarifas FIT (Contrato de Oferta Estándar y Anexo de Energía Renovable), precisamente para evitar dar la impresión de que se trata de un subsidio.

México y Chile tienen experiencia en el desarrollo de GD renovable a nivel comercial y actualmente se encuentran estableciendo marcos para desarrollarla a pequeña escala.

¿Cuánta GD están produciendo los países a nivel mundial? ¿Cuánta de esa GD es renovable?

El gráfico 1 muestra un porcentaje estimado de GD en varios países en todo el mundo (WADE, 2006). Para Jamaica y Barbados sólo se considera la GD renovable. Para los demás países (incluidos México y Chile), también se toma en cuenta la GD producida con energía convencional.

Gráfico 1
Proporción de GD como porcentaje de la generación total



Fuentes: Ministerio de Energía y Minas de Jamaica (2008). Barbados: CIRP (2007); BL&P (2010b). Otros países: elaboración de los autores a partir de: Alianza Mundial por la Energía Descentralizada (WADE), 2006.

Notas: Para el caso de Jamaica, la cogeneración con bagazo se estima en un 1,4% sobre la base de 23 MW de centrales y un factor de capacidad asumido del 30%, y la generación de energía solar FV se estima en aproximadamente un 0,3% sobre la base de la implementación inicial del Contrato de Oferta Estándar. Para el caso de Barbados, la cogeneración con biomasa se estima en un 1,2% y la solar FV en aproximadamente un 0,3% sobre la base de la implementación inicial del Anexo de Energía Renovable.

En particular, el gráfico 1 muestra que:

- **Chile y México** son los países latinoamericanos con el mayor porcentaje de GD (cerca del 10% y el 8% de la generación total, respectivamente). No obstante, esto es producto de la combinación de ER y generación convencional.
- **Jamaica** registra alrededor de un 1,7% de GD, si se toma en cuenta únicamente la cogeneración con biomasa y algunos sistemas solares FV.
- **Barbados** representa cerca del 1,5% de GD, si se considera sólo la cogeneración con biomasa y

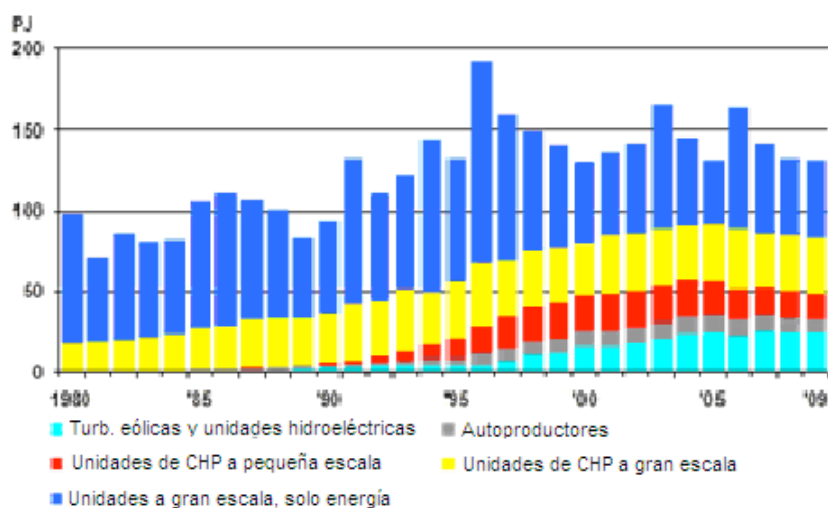
algunos sistemas solares FV⁴.

El gráfico 1 también muestra que **Dinamarca** ha alcanzado una fase avanzada de GD, con más del 50% de la generación (WADE, 2006). Un breve resumen de la experiencia de este país, que representa el nivel de desarrollo más avanzado en GD en la actualidad, puede aportar algo de contexto al analizar la experiencia de los cuatro países de ALC en el desarrollo de GD renovable.

Dinamarca: la experiencia del mercado de GD más avanzado del mundo

Gráfico 2

Evolución de la generación de electricidad por tipo en Dinamarca, 1980-2009 (porcentaje)



Fuente: Agencia Danesa de Energía, 2011.

Notas: Unidades a gran escala se refiere a la generación a base de carbón, gas y petróleo. Autoprodutores se refiere a la generación eólica, y CHP únicamente a la generación para consumo propio.

La GD de Dinamarca está representada mayormente por la energía eólica y la cogeneración industrial (con una pequeña proporción de generación hidroeléctrica), y ha sido desarrollada desde principios de la década de 1980 mediante una combinación de metas obligatorias y subsidios para las ER. La adaptación y

⁴ Debe destacarse que en Barbados hay una alta penetración de calentadores solares de agua (SWH), y los sistemas son fabricados a nivel local por una industria exitosa. Los calentadores de agua solares no están contemplados en este documento dado que no generan electricidad y, por lo tanto, no están comprendidos dentro del alcance definido para el presente trabajo. No obstante, pueden reemplazar a la electricidad comprada de la red y constituyen una solución económica para calentar agua.

posterior descentralización de la GD para el suministro de energía comenzó en la década de 1980. En 1985 Dinamarca prohibió el uso de la energía nuclear. La descentralización (desde la década de 1980 hasta la fecha) tuvo lugar después de una fase de centralización (que abarcó desde los años 1950 hasta la década de 1970), que a su vez había revertido una tradición descentralizada según la cual, desde principios del siglo XX, habían coexistido sistemas de suministro de energía a pequeña y gran escala (Raven y Van der Vleuten, 2006).

Se diseñó una serie de cuatro planes energéticos para que Dinamarca fuera más autosuficiente con los recursos energéticos primarios, y más resistente frente a los shocks externos del tipo que tuvo lugar en la década de 1970. En particular, el segundo plan energético (1981) dispuso que la energía eólica suministrara el 8,5% de la demanda para el año 2000. El tercer plan energético (1990) ordenó a los generadores de electricidad reducir las emisiones de CO₂ (-20%), dióxido de azufre (SO₂), (-60%), y óxido de nitrógeno (NO_x), (-50) para el año 2000 respecto de los valores de 1988. El cuarto plan energético (1996) ordenó una nueva reducción de las emisiones de CO₂ (-50%) para 2030 en comparación con los valores de 1998. Estos planes también establecieron impuestos sobre la generación que emita CO₂ y azufre (Agencia Danesa de Energía, 2011).

Mediante una ley para promover las ER, se creó una estructura compleja de tarifas FIT por tecnología, con tarifas de hasta cerca de US\$0,11 por kWh para la tecnología eólica y solar FV, y US\$0,13 por kWh para la tecnología del biogás (SRES Legal, 2010; Rets Information, 2010).⁵ Estas tarifas son más elevadas que los costos evitados de la generación a base de carbón y gas, los que se estiman en alrededor de US\$0,04 y US\$0,07 por kWh, respectivamente (EWEA, 2001).

Las tarifas FIT de otros países europeos alcanzan niveles más elevados. Las tarifas de Alemania para la energía eólica e hidroeléctrica a pequeña escala rondan los US\$0,13 por kWh y US\$0,43 por kWh para la solar FV (Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, 2009). Las tarifas de España para la energía solar FV en 2007 ascendían a US\$0,44. Las tarifas residenciales de Dinamarca son las más altas de la Unión Europea (€0,25-€0,29 por kWh, seguidas por las de Alemania, €0,25-€0,26 por kWh). Las tarifas industriales de Dinamarca están en un rango intermedio: €0,10 por kWh, cifra más alta que la de Francia (€0,07 por kWh), pero más baja que la de Italia (€0,14 por kWh) o Alemania (€0,13 por kWh) (Unión Europea, 2011).

La experiencia de Dinamarca sugiere que, si una sociedad está dispuesta a pagar un precio más alto por su electricidad, puede lograr una alta penetración de GD renovable, lo cual reduce los GEI, aumenta la seguridad energética e incluso promueve la fabricación de equipos de ER para el mercado local y global, como en el caso de la firma Vestas, que comenzó a construir turbinas eólicas en 1979 (Vestas, 2011).

⁵ Cabe destacar que estas tarifas disminuyen después de cierta cantidad de años. Por ejemplo, la tarifa para la energía solar FV disminuye un 33% (a DKK0,40 por kWh, o US\$0,07 por kWh) después de los primeros 10 años y durante los siguientes 10 años.

Análisis de la experiencia de GD de cuatro países de ALC

En el presente apartado, se analiza la experiencia sobre GD (particularmente con ER) de Jamaica, Barbados, México y Chile. Cada estudio de caso se estructura de la siguiente manera:

1. Una breve descripción del contexto del sector eléctrico del país.
2. La valoración de la viabilidad económica y comercial de las opciones de GD renovable. Las tecnologías de ER distribuida se consideran económicamente viables cuando su costo de generación (dólar por kWh) es menor al costo de la generación convencional centralizada, y por lo tanto pueden reducir el costo total del suministro de electricidad del país. Las tecnologías de ER distribuida se consideran comercialmente viables cuando su costo de generación es menor que la tarifa y por lo tanto pueden ser una fuente de ahorro para los usuarios que la implementan.

Salvo que se provea por medio de otras fuentes, los costos de generación de las ER se calculan como se indica a continuación:

$$\text{Costos de generación (US\$ por kWh)} = \frac{\text{Costos de capital y de operación y mantenimiento anualizados (USD)}}{\text{Producción anual de energía (kWh por año)}}$$

donde los costos de capital y de operación y mantenimiento (O&M) anualizados se calculan a lo largo de la vida útil de un sistema (20 años, salvo que se especifique algo distinto), sobre la base de una tasa de descuento determinada (similar a una cuota hipotecaria), y la producción anual de energía se calcula multiplicando la capacidad instalada en kilovatios (kW) por 8.760 horas por año por un factor de capacidad estimado (porcentaje).

Los costos de generación convencional, que proporcionan un punto de referencia para evaluar la viabilidad de la generación de ER, se incrementan para dar cuenta de las pérdidas del sistema en cada país, en consideración de que las ER distribuidas podrían evitar esas pérdidas. El punto de referencia apropiado para las tecnologías de ER firmes es el costo total de la generación convencional (incluidos los costos de capital y de operación y mantenimiento fijos) porque estas tecnologías pueden reemplazar a la electricidad de carga base. Para las tecnologías de ER no firmes o intermitentes, el punto de referencia adecuado es sólo la porción variable (el combustible y los costos O&M variables) dado que estas tecnologías no pueden reemplazar a la electricidad de carga base.

3. Una descripción de las políticas y del marco regulatorio en materia de ER y GD.
4. Un análisis de las fortalezas y debilidades de las políticas y del marco regulatorio en materia de GD renovable de cada país.

Jamaica

La GD renovable a pequeña escala en Jamaica se proporciona mediante un programa razonable de tarifas FIT sobre la base del costo evitado, la elegibilidad limitada y buenos esquemas de medición. Este programa podría mejorarse aún más mediante la extensión del plazo de aplicación de la tarifa FIT a la duración del sistema (de 5 a 20 años) y el cálculo del costo evitado de manera tal de reconocer la contribución potencial de las ER. Otras ER se implementan a escala de las empresas de servicios públicos de manera competitiva y sobre la base del costo más bajo.

Contexto: un sistema verticalmente integrado con costos y precios elevados de electricidad

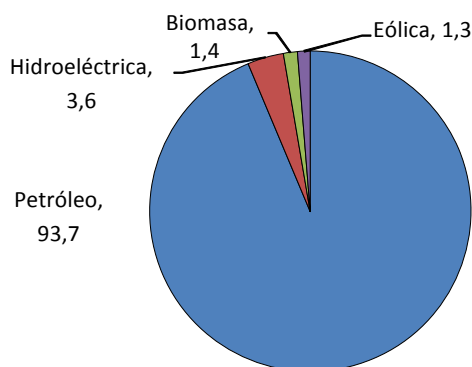
Jamaica Public Services Company, Limited (JPS) es una empresa de energía eléctrica integrada verticalmente con derechos exclusivos para transmitir, distribuir y suministrar electricidad en Jamaica (OUR, 2001). La generación es suministrada en su mayoría por centrales pertenecientes a la misma JPS (625 MW, incluidas turbinas de ciclo combinado, turbinas a gas, centrales de vapor, diésel, hidroeléctricas y eólicas, todas conectadas a la red de transmisión). El resto de la generación es suministrada en parte por PIE, mediante contratos de compra de energía (CCE) para capacidad y energía (191 MW de centrales diésel de baja y media velocidad y centrales de vapor) o sólo para energía (parque eólico de 20,7 MW, conectado a la red de transmisión) (OUR, 2010a). Asimismo, las empresas azucareras conectadas a la red cuentan con alrededor de 23 MW de planta (mayormente de la quema de bagazo), y otras industrias y hoteles cuentan con 18 MW de capacidad térmica (Ministerio de Energía y Minas de Jamaica, 2008).

La Oficina de Regulación de Servicios Públicos (OUR, por sus siglas en inglés), un organismo regulatorio multisectorial, regula el suministro público de electricidad (OUR, 2000). La OUR establece políticas y procedimientos para la planificación de la expansión sobre la base del menor costo (OUR, 2006), elabora en forma directa planes de expansión al costo más bajo, y gestiona y administra la adquisición de nueva generación de PIE (OUR, 2010a).⁶

La **generación de electricidad** de Jamaica se produce **mayormente a base de petróleo**, como se muestra en el gráfico 3. Cerca del 3,7% y del 1,3% de la electricidad proviene de la generación de energía hidroeléctrica y eólica, respectivamente (OUR, 2010a).

⁶ En virtud de un contrato (2007) entre el gobierno de Jamaica y Marubeni, el accionista mayoritario de JPS en ese entonces (Marubeni tenía el 80%, mientras que el 20% restante era de propiedad del Gobierno), Marubeni vendió la mitad de sus acciones a Abu Dhabi National Energy Company en 2009.

Gráfico 3
Generación de electricidad en Jamaica por fuente, 2010 (porcentaje)



Fuentes: OUR (2010a); para la cogeneración con biomasa, Ministerio de Energía y Minas (2008).

Notas: Datos establecidos sobre la base de 23 MW instalados (Ministerio de Energía y Minas, 2008) y asumiendo un factor de capacidad del 30%.

Los **costos de generación de electricidad** de Jamaica son elevados, principalmente como consecuencia del alto costo de los combustibles fósiles importados. En 2011, el costo evitado a corto plazo de la generación convencional se estimó en alrededor de US\$0,24 por kWh (US\$0,22 por kWh si se considera solamente la porción variable) (Castalia, 2011).⁷ La OUR calcula que, gracias a la futura puesta en servicio de la central con GNL, el costo evitado a largo plazo de Jamaica podría disminuir a sólo US\$0,093 por kWh (OUR, 2010b). Si se les suman las pérdidas del sistema (que representaron hasta un 23,7% en 2009 [OUR, 2010a]), estos valores de referencia serían de US\$0,33, US\$0,31 y US\$0,13 por kWh, respectivamente.

Las tarifas de electricidad en Jamaica también son altas, ya que rondan los US\$0,39 por kWh para los usuarios residenciales y los pequeños usuarios comerciales (Castalia, 2011; OUR, 2011).⁸ Esto representa una preocupación seria en Jamaica, dado que dichas tarifas afectan tanto la vida de sus habitantes como la competitividad de las empresas establecidas en el país.

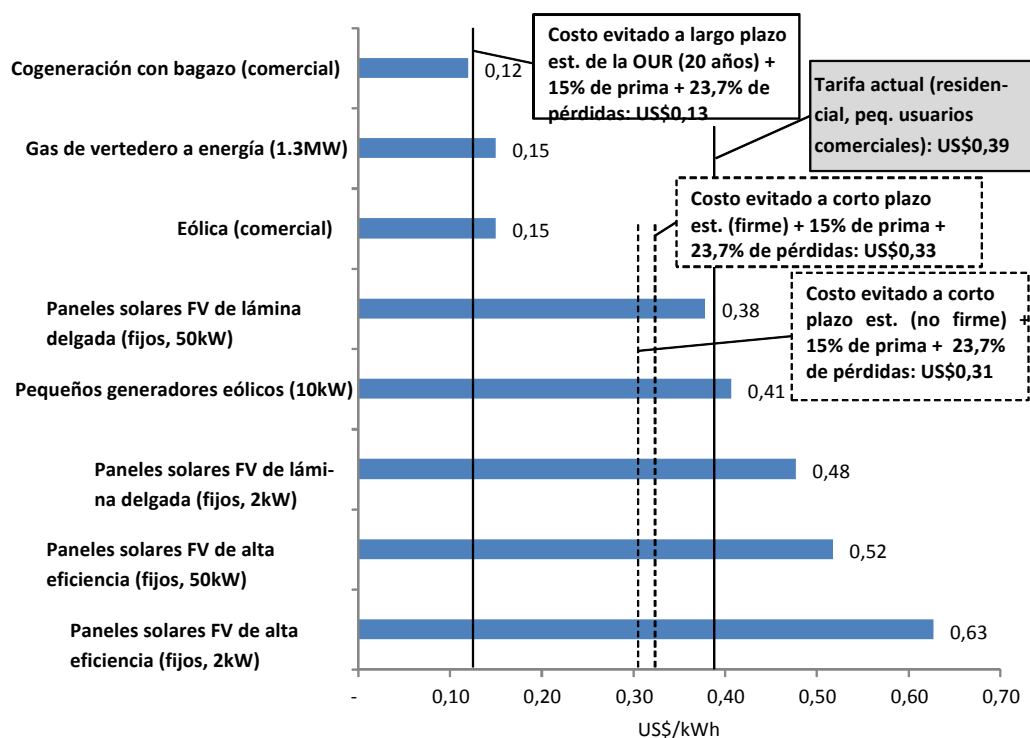
⁷ Esta cifra abarca el costo marginal promedio de generación del sistema existente (US\$0,22 por kWh, promedio ponderado de una central de vapor a petróleo y una central de ciclo combinado) más el costo de capital de capacidad diferida (US\$0,02 por kWh, sobre la base de una central de ciclo combinado de gas natural).

⁸ Los niveles tarifarios se calculan sobre la base de las nuevas tarifas (2011), y se ajustan utilizando el cargo por combustible y el cargo de los PIE, y el ajuste del tipo de cambio correspondiente a abril de 2011, a partir de una tasa de cambio base de US\$1:JMD 86, tasa de cambio real de US\$1:JMD 85,7, un consumo térmico objetivo de 10.470 kJ/kWh, y pérdidas objetivo del 17,5%.

Viabilidad de la GD renovable: buenas opciones a escala comercial, aunque no todavía a pequeña escala

En el gráfico 4 se compara el costo de generación de las tecnologías de ER que pueden desarrollarse para GD a escala comercial y a pequeña escala (barras horizontales) con los costos de generación de las tecnologías convencionales (líneas verticales, etiquetas blancas) y las tarifas actuales (línea vertical, etiqueta gris).

Gráfico 4
Viabilidad de la GD renovable en Jamaica (dólares por kWh)



Fuente: Castalia (2011). Para las pérdidas del 23,7% y la prima por ER del 15%, OUR (2010a).

Supuestos clave: cogeneración con bagazo (60 MW, factor de capacidad del 85%, costo instalado de US\$3.000/kW, tasa de descuento del 12%); gas de vertedero a energía (1,3 MW, factor de capacidad del 80%, costo instalado de USD3.800/kW, tasa de descuento del 12%); energía eólica (turbinas de 2 MW, factor de capacidad del 30%, costo instalado de US\$2.640/kW, tasa de descuento del 12%); pequeños generadores eólicos (10kW, factor de capacidad del 30%, costo instalado de USD6.000/kW, tasa de descuento del 15%); paneles solares FV (2-50kW, factores de capacidad del 19%-21%, costo instalado de US\$4.000-US\$6.000/kW, tasa de descuento del 15%).

Los costos de generación de las tecnologías convencionales se incrementaron en un 15%, según la determinación de la OUR para dar cuenta de “los beneficios externos, algunas veces intangibles,

relacionados con la diversidad de suministro de combustibles y las ventajas ambientales de estas aplicaciones frente a sus contrapartes convencionales” (OUR, 2010a), así como de las pérdidas del 23,7%(mencionadas anteriormente). El gráfico 4 muestra que:

- **Las ER a escala comercial son económicamente viables.** La **cogeneración con bagazo, la conversión de gas de vertedero a energía y la energía eólica a escala comercial** podrían generar electricidad a un costo menor que las fuentes de generación convencionales. Las **pequeñas centrales hidroeléctricas** constituyen una opción de ER viable en Jamaica, pero están conectadas a la red de transmisión; por otra parte, la mayoría de los recursos hidroeléctricos disponibles ya están explotados.
- **Las ER a pequeña escala no son económicamente viables (pero algunas están cerca de ser comercialmente viables).** Las opciones de energía solar FV generan electricidad a un mayor costo que el costo evitado a corto plazo estimado; sin embargo, es posible que los sistemas solares FV más económicos y más eficientes puedan generar electricidad a un precio ligeramente menor a la tarifa minorista. Estos sistemas podrían ser comercialmente viables, lo que significa que constituirían una fuente de ahorro para aquellos que los utilizaran. Para ser económicamente viables, el costo de capital de los sistemas solares FV tendría que disminuir a valores cercanos a los US\$3.200 por kWh instalado, o debería facilitarse el financiamiento en condiciones favorables (a una tasa de interés del 11%). Los pequeños generadores eólicos también están cerca de ser comercialmente viables. Para serlo, su costo de capital tendría que disminuir de alrededor de US\$6.000 a unos US\$4.000 por kWh instalado (o se debería poder obtener un financiamiento en condiciones favorables similares).

Marco de la GD renovable: tarifa FIT al costo evitado para la GD renovable a pequeña escala; competencia y planificación sobre la base del menor costo para el resto

En **Jamaica no existe una definición oficial de GD**. Sobre la base de la experiencia de los autores en el país, generalmente se considera que la GD se refiere a las centrales distintas de las situadas en ubicaciones centrales de JPS o de los PIE. Las pequeñas centrales hidroeléctricas de JPS (que generaron cerca del 3,7% de la electricidad producida en el año 2010) son calificadas como generación distribuida. Wington Wind Farm es considerada una empresa de servicios públicos. No obstante, según la definición contenida en el presente documento, ninguna de estas centrales está conectada al sistema de distribución de JPS. La OUR define la transmisión como líneas de 69 kV o 138 kV, mientras que el sistema de distribución opera a 24 kV, 13,8 kV y 12 kV (OUR, 2010a). Por lo tanto, una central que en sistemas más grandes podría desarrollarse como GD a escala comercial, funciona a escala de las empresas públicas de servicios en Jamaica y está conectada directamente a líneas de 69/138 kV.

Sobre la base de los planes de expansión elaborados por la OUR se ponen en marcha nuevas centrales. La OUR lleva a cabo licitaciones para tramos de nueva capacidad por encima de los 15 MW; para instalaciones adicionales de entre 100 kW y 15 MW, se puede negociar directamente un CCE con JPS. La

capacidad proveniente de las centrales de cogeneración (como la cogeneración con diésel de Jamaica Broilers Group [OUR, 2010a]) puede contratarse sin necesidad de realizar licitaciones públicas independientemente del tamaño (OUR, 2005).

Las únicas centrales conectadas al sistema de distribución son las de las empresas azucareras, otras industrias y los hoteles, todas ellas para **generación propia**. Estas centrales no forman parte de la planificación sobre la base del costo más bajo de la OUR, aunque la cogeneración de las empresas de bauxita "se está contemplando como una opción para satisfacer una parte del requerimiento de capacidad del sector eléctrico" (OUR, 2010a).

Para sistemas de hasta 100 kW, JPS ofrece un **Contrato de Oferta Estándar** (SOC, por sus siglas en inglés). Las características principales del SOC son las siguientes (JPS, 2011):

- **Plazo:** 5 años.
- **Elegibilidad:** tope sobre los sistemas individuales (capacidad máxima instalada = 100 kW), y sobre el total de los sistemas elegibles (3% de la demanda máxima).
- **Tarifas FIT:** costo evitado a largo plazo según el cálculo de la OUR (US\$0,093 por kWh), más la prima del 15%, lo que da un total de US\$0,11 por kWh
- **Método de medición:** facturación neta. La facturación neta mide en forma separada la electricidad comprada por la carga donde el sistema de GD se conecta, y la electricidad generada o vendida por el sistema de GD, y factura cada flujo de electricidad en forma separada aplicando la tarifa minorista a la electricidad comprada, y otra tarifa (en Jamaica, sobre la base del costo evitado más una prima) a la electricidad vendida.

Análisis: un marco sólido que podría mejorarse para la GD renovable a pequeña escala

En términos generales, el marco regulatorio eléctrico de Jamaica está orientado a reducir los costos de electricidad, que es una de las preocupaciones económicas principales del país. La nueva generación de energía se desarrolla sobre la base del menor costo (sea a pequeña o a gran escala) y la aplicación de la generación al menor costo está a cargo de la OUR. De esta manera, se han implementado proyectos eólicos, de cogeneración con biomasa e hidroeléctricos viables, mayormente interconectados al sistema de transmisión.

El marco del SOC presenta varias fortalezas:

- **Establece un tope de elegibilidad individual y total.** Esto hace que las cantidades de GD, y en especial su costo, sean predecibles y limita la proporción de generación intermitente en la red de energía eléctrica para preservar la calidad y confiabilidad del servicio. Sin un tope total, podrían ocurrir problemas operacionales a medida que la proporción de generación intermitente aumenta sin que la red esté preparada para integrarla. También podrían presentarse problemas financieros si JPS se comprometiese a comprar demasiada electricidad. Los usuarios podrían terminar pagando más si no hubiera topes, porque JPS recuperaría el costo

de un programa ilimitado que adquiriera generación innecesaria.

- **Está basado en el costo evitado más una prima limitada.** La tarifa FIT otorgada equivale al cálculo de la OUR del costo evitado a largo plazo de Jamaica más una prima del 15% que la OUR considera justificada desde el punto de vista económico. La tarifa FIT no está fijada a un nivel que permita recuperar el costo total de generación de sistemas como los solares FV. Un nivel así estaría cerca o muy por encima de las tarifas minoristas, lo que aumentaría los costos para el país (emplearía alternativas de generación más costosas).
- **Funciona mediante el sistema de facturación neta.** Esto permite pagar la electricidad generada por los pequeños productores a un precio no mayor al costo que sería requerido por productores a escala de las empresas de servicios públicos. De esta manera, se garantiza a todo el país energía al menor costo. Si se utilizara el sistema de medición neta (que únicamente gira el medidor hacia atrás), JPS tendría que suministrar parte de la electricidad del sistema a la tarifa minorista, que es mucho más elevada que el costo que podría generar el uso de centrales convencionales. Los usuarios tendrían que sostener el costo adicional, lo que exacerbaría el efecto de la electricidad costosa sobre los hogares y las empresas.

El SOC de Jamaica podría mejorarse de varias maneras:

- **Mediante una revisión del cálculo del costo evitado.** El costo evitado a largo plazo de la OUR (US\$0,093 por kWh) no calcula correctamente los costos actuales que la GD renovable a pequeña escala podría evitar, dado que las centrales de gas natural de menor costo utilizadas para ese cálculo todavía no han sido construidas. Por otra parte, los criterios empleados para la determinación de una prima del 15% no son claros.
- **Mediante la extensión del plazo.** Cinco años es un período mucho más corto que la duración típica de un sistema de ER a pequeña escala, como los sistemas solares FV. Esto genera incertidumbre acerca de la posibilidad de recuperar incluso esa pequeña porción del costo de estos sistemas. También incrementa los costos de operación, dado que establece un acuerdo para proveer energía durante un período mucho más corto del que podría contemplarse si se tomara en cuenta la duración total de los sistemas.

Sobre la base de estas posibilidades, se podría ofrecer dos opciones a los proveedores elegibles:

- Una tarifa FIT al costo evitado a largo plazo pero por un plazo de 20 años.
- Una tarifa FIT al costo evitado a corto plazo actual durante algunos años (tres, por ejemplo) y luego volver a fijarla en forma anual al costo evitado real hasta que se cumpla el plazo de 20 años.

Barbados

Gracias al financiamiento en condiciones favorables provisto por el gobierno con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), algunos proyectos de GD renovable a pequeña escala con sistemas

solares FV ya son viables en Barbados. Recientemente, la empresa de servicio público de electricidad ha comenzado a ofrecer un Anexo de Energía Renovable piloto al costo evitado, con elegibilidad limitada y facturación neta. Existen alternativas viables para la GD renovable a escala comercial, pero tienen más probabilidades de ser implementadas a escala de las empresas de servicios públicos. También con el apoyo del BID, el gobierno está trabajando con el organismo regulador y la empresa de servicio público de electricidad para establecer un Marco de Energía Sostenible (SEF) para permitir la implementación de alternativas viables de acuerdo con una planificación sobre la base del costo más bajo por parte de la empresa de servicios públicos o (respecto de un número limitado de oportunidades, como la cogeneración con biomasa y la conversión de residuos a energía) los PIE.

Contexto: un sistema verticalmente integrado con costos y precios elevados de electricidad

Barbados Light & Power (BL&P) es el único proveedor de electricidad del país. Es una empresa de servicios públicos integrada verticalmente, que está a cargo de la generación, del suministro y de la distribución de electricidad. Los PIE no están prohibidos pero no se ha expedido ninguna licencia. El SEF incluye una propuesta de reforma legal que facilitaría el proceso de obtención de licencias para los PIE: en lugar de una ley del Parlamento se requeriría un decreto ministerial.⁹

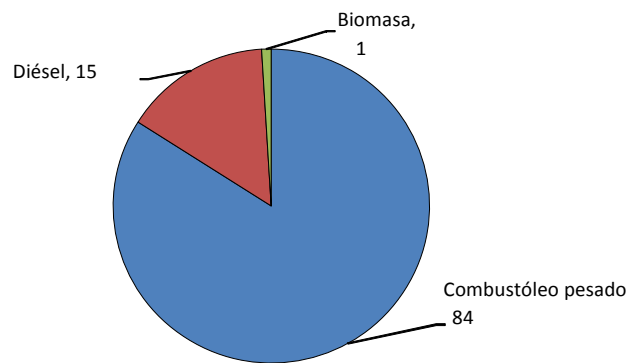
BL&P está regulada por la **Comisión de Defensa de la Competencia (FTC)**, un organismo gubernamental independiente. Además de regular a la empresa de servicios públicos, la FTC es responsable de la ley sobre competencia y la protección general del consumidor.

BL&P genera **toda la electricidad a base de combustibles fósiles**, como se puede observar en el gráfico 5 (BL&P, 2010a). No obstante, está planificando un parque eólico de 10 MW (a escala de las empresas de servicios públicos) en Saint Lucy. También existe una pequeña proporción de cogeneración con biomasa para consumo propio (BID, 2010). Barbados importa casi la totalidad de sus combustibles fósiles. Si bien tiene reservas de petróleo, consume 10 veces lo que produce.

Los costos de generación y las tarifas son elevados, como los de Jamaica, y del mismo modo constituyen una preocupación para los hogares y las empresas. Sobre la base de un estudio realizado por el BID y el gobierno de Barbados en 2010, tomando un precio del petróleo de US\$100 por barril, el costo evitado variable de generación estimado de las centrales a diésel (incrementado para dar cuenta de las pérdidas del sistema, equivalentes a un 6,6%) es de US\$0,21 por kWh, mientras que el costo marginal a largo plazo estimado de las centrales diésel de baja velocidad ronda los US\$0,19 por kWh (BID, 2010). La tarifa residencial se calcula en alrededor de US\$0,31 por kWh y la tarifa comercial en US\$0,27 por kWh (BID, 2010).

⁹ La licencia otorgada a BL&P por la Ley de Energía y Luz Eléctrica (ELPA, 1907) no es exclusiva, pero BL&P es la única empresa con licencia. La ELPA requiere una ley del Parlamento para autorizar a otros proveedores comerciales, aunque para el autoabastecimiento y la venta de la generación excedente no se requiere una licencia.

Gráfico 5
Generación de electricidad en Barbados por fuente, 2009 (porcentaje)

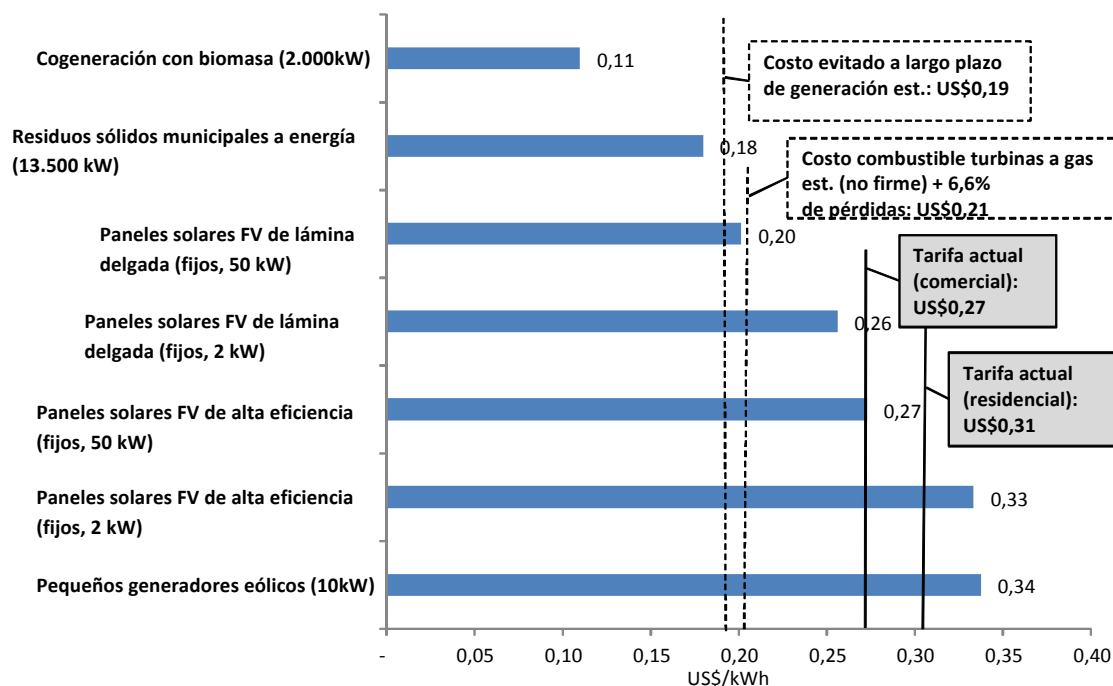


Fuente: BL&P (2010a). Para biomasa: CIRP (2007).

Viabilidad de la GD renovable: buenas opciones a escala comercial y pequeña escala gracias al financiamiento en condiciones favorables

En el gráfico 6 se comparan los costos de generación de las tecnologías renovables (barras horizontales) con los de las tecnologías convencionales (líneas verticales, etiquetas blancas) y las tarifas (líneas verticales, etiquetas grises).

Gráfico 6
Viabilidad de la GD renovable en Barbados (dólares por kWh)



Fuente: BID, 2010.

Nota: Tasa de descuento del 5% para la GD a pequeña escala, y del 12% para la GD a escala comercial y generación convencional.

El gráfico 6 muestra que:

- **La GD renovable a escala comercial es viable.** La cogeneración con biomasa y la conversión de residuos a energía son económicamente viables dado que podrían generar electricidad a un costo menor al costo evitado a largo plazo de la generación convencional. Asimismo, son comercialmente viables, ya que generan energía a un costo más bajo que la tarifa. Una empresa azucarera, por ejemplo, podría tanto vender su electricidad a un precio competitivo como ahorrar en su factura.
- **Gracias al financiamiento en condiciones favorables, la GD renovable a pequeña escala más económica es viable.** Los mejores sistemas solares FV, de un tamaño que permita su instalación por parte de una empresa (50 kW), tienen un costo marginal a largo plazo de US\$0,20 por kWh (asumiendo un costo de capital de US\$4 por vatio instalado, un factor de capacidad del 21% y una tasa de descuento del 5%). Gracias a un préstamo del BID, aprobado dentro del desarrollo

del SEF, el gobierno está implementando un fondo racional de US\$10 millones que proveerá préstamos subsidiados a aproximadamente esta tasa a las empresas establecidas en Barbados con el objeto de poner en marcha sistemas de ER distribuidas a pequeña escala (así como también proyectos de eficiencia energética). Los sistemas solares FV más costosos no están lejos de ser viables (asumiendo costos de capital de US\$5-US\$6 por vatio instalado) y lo serían una vez que los costos rondasen los US\$4 por vatio instalado. Los pequeños generadores eólicos tienen en este país factores de capacidad más bajos (cerca del 20%) en comparación con los parques eólicos a gran escala (alrededor del 30%) y requerirían que los costos de capital bajaran considerablemente (de US\$6.000 a US\$3.000) para convertirse en proyectos viables.

A medida que disminuyan los precios de la GD renovable a pequeña escala, Barbados tendrá más opciones para reducir su costo total de generación. Entre tanto, incluso la GD renovable a pequeña escala que no es *económicamente* viable puede ser *comercialmente* viable (costar menos que las tarifas). El siguiente apartado analiza este punto.

Marco de la GD renovable: hacia un Marco de Energía Sostenible en Barbados

En relación con la **GD renovable a escala comercial**, las partes interesadas de los sectores público y privado recientemente han tomado importantes medidas para evaluar e implementar proyectos económicamente viables:

- No existe ningún requisito expreso de que BL&P lleve adelante una expansión de generación sobre la base del menor costo. No obstante, la empresa de servicios públicos instaló invariablemente nueva capacidad sobre la base del costo más bajo, planificó un parque eólico de 10 MW, que es económicamente viable (FTC, 2010), y ha explorado la manera de reducir los costos de generación mediante la compra de electricidad producida por terceros a partir de biomasa o residuos.
- Con el apoyo del BID, como parte de un préstamo basado en una política concreta, en septiembre de 2011 el gobierno aprobó una Política de ER (BID, 2011a) que requiere que BL&P efectúe una planificación sobre la base del menor costo, incluyendo alternativas de ER viables, y compre energía de terceros cuando esta implique costos más bajos que el propio costo evitado de la empresa. La Política de ER reciente requiere que la FTC verifique y exija el cumplimiento de estos requisitos impuestos a las empresas de servicios públicos, y que los eventuales ahorros de costos se trasladen a los usuarios.
- Como se mencionó, el SEF de Barbados también incluye una propuesta para modificar la legislación de manera tal de facilitar y agilizar el trámite y la obtención de licencias por parte de los PIE. La generación de energía a partir de residuos y biomasa es económicamente viable en Barbados y, dada la naturaleza de la materia prima, probablemente sean los PIE los que desarrollen tales proyectos.

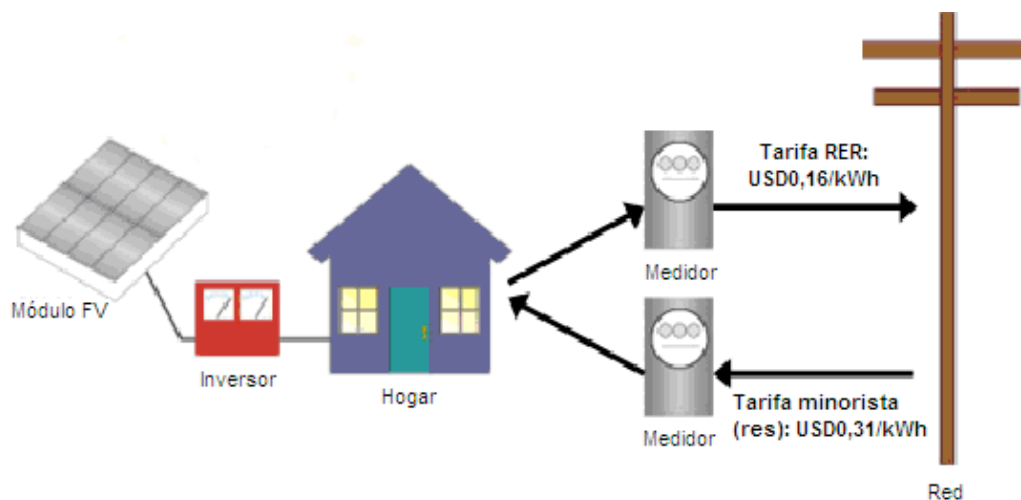
Con respecto a la **GD renovable a pequeña escala**, BL&P también ha mostrado un interés activo en explorar la forma de contribuir al ahorro de costos de combustible. Desde 2010, la compañía ofrece un

RER piloto que permite a los usuarios instalar pequeños sistemas solares FV y sistemas eólicos conectados a la red (BL&P, 2010b). La aprobación del RER (que ocurrió dentro de la última audiencia tarifaria de BL&P, en 2010) por parte de la FTC representó otro paso hacia la creación del SEF de Barbados. A continuación se indican las características principales del RER (BL&P, 2010b):

- **Plazo:** 2 años.
- **Elegibilidad:** tope sobre los sistemas individuales (capacidad máxima instalada = 5 kW para pequeños usuarios y 50 kW para grandes usuarios), así como también sobre el total de los sistemas elegibles (1,6 MW, aproximadamente el 1% de la demanda máxima, o 200 sistemas, lo que ocurra primero).
- **Tarifa FIT:** costo evitado de generación a corto plazo, con un piso (US\$0,16 o bien 1,8 veces el ajuste de la cláusula sobre el combustible [que cubre los costos del combustible], el monto que sea mayor).
- **Sistema de medición:** facturación neta, utilizando medidores bidireccionales para medir y facturar en forma separada la electricidad comprada y vendida.

El gráfico 7 ilustra el funcionamiento del RER de Barbados. El SOC de Jamaica tiene el mismo funcionamiento, aunque con distintas tarifas, como se explicó anteriormente.

Gráfico 7
Funcionamiento del Contrato de Oferta Estándar de Barbados



Fuente: Elaboración propia.

Análisis: un Marco de Energía Sostenible sólido para la GD renovable a escala comercial y a pequeña escala

Las alternativas de ER que podrían implementarse como GD en sistemas más grandes probablemente se implementen a escala de las empresas de servicios públicos en Barbados, ya sea que esto lo lleve adelante BL&P, o (respecto de un número limitado de oportunidades, dado el tamaño del mercado) que lo realicen los PIE. Gracias a los esfuerzos conjuntos del gobierno, la FTC, BL&P y el BID, el establecimiento del marco para la implementación de ER al nivel de las empresas de servicios públicos está efectivamente en marcha, de acuerdo con una planificación sobre la base del costo más bajo para incluir ER viables.

El RER está bien diseñado, dado que (como en el caso de Jamaica) se establece un tope sobre la capacidad individual y total, la tarifa se fija al costo evitado (con un cálculo sofisticado de BL&P, que compara la generación solar FV y eólica por franja horaria, así como el despacho de sus propias centrales sobre la base de la curva de carga) y el sistema de medición es el de facturación neta. La política de ER recientemente aprobada exige mejoras adicionales de este marco mediante:

- **La extensión del plazo del RER.** Dos años es un período muy corto comparado con la vida útil de los sistemas (incluso más corto que el plazo de cinco años de Jamaica para el SOC).
- **La creación de una estructura tarifaria desagregada que refleje los costos.** En Barbados muchas tarifas de electricidad se combinan en una sola (US\$ por kWh) para distintos servicios: suministro de energía, pero también conexión a la red de distribución, y suministro de capacidad de respaldo y reserva para tener electricidad incluso cuando la ER distribuida intermitente no la estuviera generando. Algunos sistemas solares FV ya son comercialmente viables (cuestan menos que la tarifa) aunque no económicamente viables (cuestan más que el costo evitado de generación). Por lo tanto, la tarifa actual puede ofrecer a los usuarios (en particular, a los residenciales) un incentivo para generar su propia energía, por ejemplo, con sistemas solares FV, de modo que puedan evitar pagar la tarifa. Sin embargo, al no pagar la tarifa (que incluye también otros servicios además del suministro de energía) estarían disfrutando de los servicios provistos por la empresa de servicios públicos sin pagar efectivamente por ellos. Esto, en última instancia, haría que los usuarios que carecen del sistema pagasen por los costos de los otros servicios adicionales.

Dado que el RER se ofrece en forma piloto, se puede mejorar una vez que se vuelva a implementar, trabajando sobre las fortalezas del diseño del programa piloto original y tomando en cuenta las lecciones aprendidas.

México

La GD se utiliza en México desde la década de 1990, cuando se introdujeron reformas para permitir la participación privada en la generación de energía. A escala comercial, varias alternativas de GD renovables ya son económica y comercialmente viables. Fueron planificadas y desarrolladas

efectivamente sobre la base del costo más bajo, como lo exige la legislación mexicana para la nueva generación. Por otra parte, la GD renovable a pequeña escala no es viable actualmente en México, y su implementación por el momento está limitada a algunas iniciativas piloto. Desde 2008 México ha estado creando un marco que fija metas para las ER y dispone, entre otras cosas, que se consideren los beneficios económicos netos de las ER al momento de planificar cuánta ER se debe desarrollar y cuánto se debe pagar por ella. En la actualidad, el marco se encuentra en evolución y queda por definir la manera de evaluar los beneficios económicos netos al momento de establecer las metas de ER futuras.

Contexto: un mercado de comprador único con costos y precios bajos de electricidad

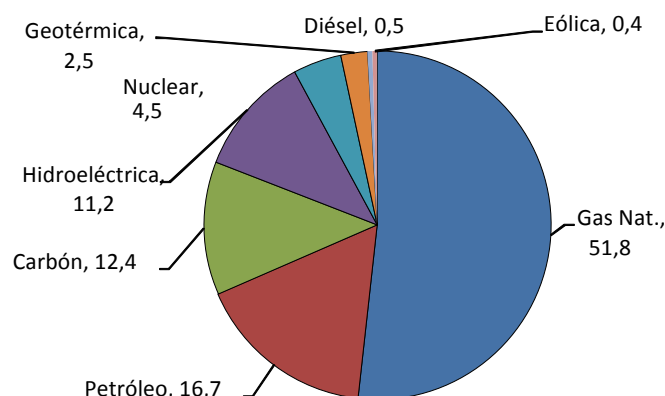
La generación, transmisión y distribución de energía en México están a cargo de la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)**, que actúa como el comprador único de los **PIE**. La empresa estatal Luz y Fuerza del Centro (LyFC) inicialmente operaba en la región central de México, pero CFE asumió el control de dicha empresa en 2009. En la actualidad, CFE tiene el monopolio en transmisión y distribución; no obstante, se efectuaron reformas para incentivar la participación privada en la generación (incluidos los PIE y la cogeneración). Actualmente la CFE incluye a los PIE en su planificación de expansión, y la mayor parte de la nueva capacidad ha sido instalada mediante CCE con PIE (Sener, 2010a).

Los principales organismos a cargo de las políticas y regulación energéticas en México son la **Secretaría de Energía (Sener)**, la **Comisión Reguladora de Energía (CRE)** y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), y tienen las siguientes responsabilidades:

- **Sener:** planificación y formulación de la política energética nacional.
- **CRE:** regulación de la participación de los PEI en el sector eléctrico, estableciendo los pagos de los contratos entre los generadores de ER y la CFE, y emitiendo permisos para que los PIE puedan operar.
- **SHCP:** fijación de tarifas sobre la base de las propuestas de la CFE y la CRE.

Los combustibles fósiles son la fuente predominante de generación de energía en México, y en 2009 representaron el 81% de dicha generación: principalmente el gas natural, el petróleo y el carbón, como se muestra en el gráfico 8. Las energías renovables representaron cerca del 14% de la generación total ese mismo año (principalmente, la hidroeléctrica, seguida de la geotérmica y la eólica). La CFE es responsable de alrededor del 64% de la capacidad instalada (un total de 60,4 GW para todo el país) y del 59% de la generación total (un total de 268, 2 TWh). Los PIE representan el 29% de la generación eléctrica total, y el 19% de la capacidad total instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El resto es producto de la generación propia y la cogeneración (Sener, 2010a).

Gráfico 8
Generación de energía en México por tipo de tecnología, 2009 (porcentaje)



Fuente: Sener (2010a).

Los costos de generación de electricidad en México son bajos. Según las cifras de la CFE, los costos nivelados de las principales tecnologías de generación de energía (de gas de ciclo combinado y supercrítica de carbón) rondan los US\$0,08 y US\$0,06 por kWh, respectivamente. El costo nivelado de generación de energía hidroeléctrica a gran escala es de alrededor de US\$0,09 por kWh (Johnson et al., 2009). Sumándoles las pérdidas (17,9%; Sener, 2010a), estos costos de referencia convencionales para la GD renovable son de US\$0,09 y US\$0,07 por kWh, respectivamente.

Cuadro 2
Tarifas promedio de electricidad en México, 2010 (dólares de EE.UU.)

Categorías	Tarifas (dólares, 2010)
Residenciales	0,09
Empresas medianas	0,11
Empresas industriales grandes	0,09
Comerciales	0,20
De servicios	0,14

Fuente: SENER (2010a).

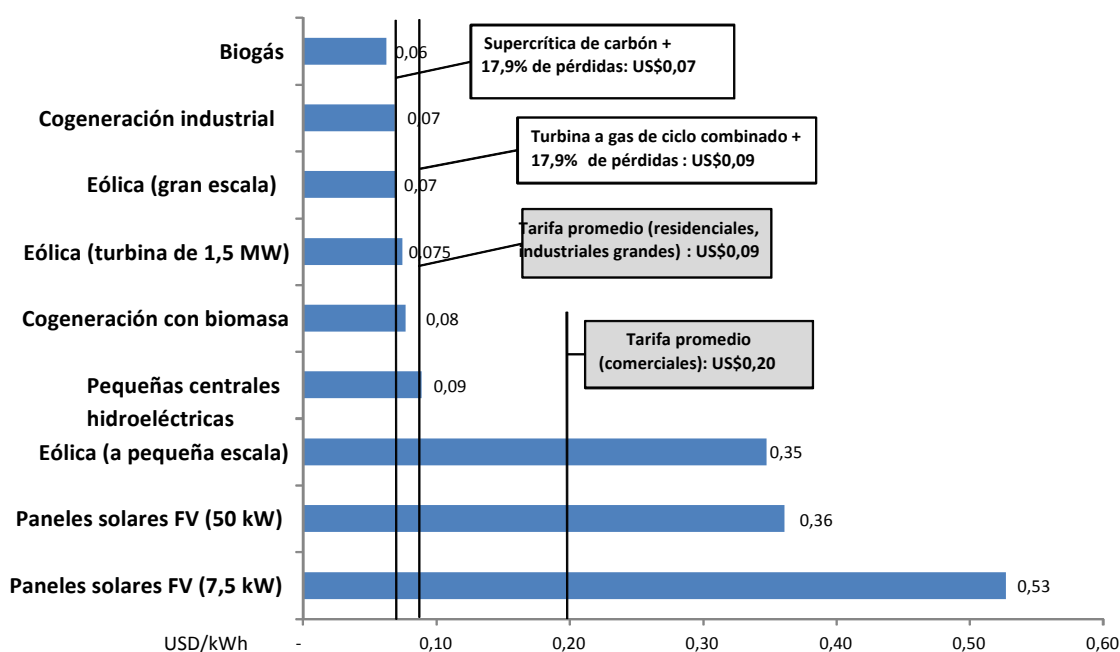
Nota: Tasa de cambio Méx\$ 1 = US\$ 0,08.

Las tarifas eléctricas también son relativamente bajas, en especial para los usuarios de las categorías residencial, empresa industrial grande y empresa mediana, como se muestra en el cuadro 2. Las categorías tarifarias comerciales enfrentan un nivel más elevado, lo que puede obstaculizar su competitividad.

Viabilidad de la GD renovable: buenas opciones a escala comercial, ninguna a pequeña escala

El gráfico 9 ilustra la viabilidad económica y financiera de los proyectos de GD renovable a escala comercial y a pequeña escala en México.

Gráfico 9
Viabilidad de la GD renovable en México (dólares de EE.UU. por kWh)



Fuente: Para las tecnologías basadas en combustibles fósiles, biogás, cogeneración industrial, eólica (a gran escala), cogeneración con biomasa, y pequeñas centrales hidroeléctricas: Johnson et al. (2009). Para los paneles solares FV: información proveniente de los proveedores mexicanos del sistema (US\$6.000 [7,5 kW] y US\$4.000 [50 kW] por kW instalado, factor de capacidad del 18%, tasa de descuento del 12%). Para las turbinas eólicas de 1,5 MW: BID (2011b) (US\$960/kW, factor de capacidad del 35%, 25 años, tasa de descuento del 6%, gracias al financiamiento en condiciones favorables del BID).
Nota: Para los pequeños generadores eólicos se asume: US\$6.000/kW, un factor de capacidad del 30%, y una tasa de descuento del 12%.

El gráfico 9 muestra que:

- **La GD renovable a escala comercial es mayormente viable**, si bien la generación eólica requiere financiamiento en condiciones favorables, subvenciones o financiamiento de carbono.
 - **La generación con biogás, la cogeneración industrial, la cogeneración con biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas** (tecnologías firmes) son competitivas con turbinas a carbón o turbinas a gas de ciclo combinado (TGCC) cuando se les suman

las pérdidas del 17,9%. La generación con biogás también podría desarrollarse a pequeña escala en algunos casos, aunque su costo nivelado sería probablemente más elevado.

- **La generación eólica a gran escala** es más económica que el costo total de las TGCC, pero como se trata de una tecnología no firme, probablemente solo sería competitiva con el costo variable de generación de las TGCC. Los proyectos eólicos en México han dependido del financiamiento de carbono y las subvenciones para poder cubrir la brecha de viabilidad frente a la generación convencional.
- **Las turbinas eólicas de 1,5 MW** fabricadas a nivel local en México con el apoyo del BID (BID, 2011b), y con financiamiento en condiciones favorables del BID (con una tasa de sólo el 5%), también podrían ser viables.
- **La generación de energía solar FV y eólica a pequeña escala no son viables.** La energía eólica y solar FV a pequeña escala no resultan económica ni comercialmente viables dado que sus costos de generación son mayores que los de la generación con gas natural y las tarifas para usuarios residenciales, empresas industriales grandes y usuarios comerciales. Según las fuentes locales de los autores, los factores de capacidad de los sistemas solares FV son más bajos en algunas regiones de México (18%) en comparación con los países del Caribe (hasta un 21%). Los costos de generación de energía solar FV tendrían que descender significativamente, o la eficiencia tendría que aumentar en forma sustancial, para que esta tecnología sea viable. La generación de energía solar FV no sería viable incluso si costara US\$2.000 por kWh instalado y con factores de capacidad del 23%. Sólo mediante el financiamiento en condiciones favorables a tasas similares a las ofrecidas por el BID para la generación de energía eólica podría ser viable.

Marco para la GD renovable: la evolución del menor costo financiero al menor costo económico

Tradicionalmente, México ha planificado e implementado una nueva generación energética sobre la base del menor costo financiero. Sin embargo, algunas normas sancionadas recientemente comenzaron a crear un nuevo marco orientado a la ER, lo cual exige considerar también los costos y beneficios económicos. Según se explica detalladamente a continuación, aún no se terminó de definir este marco.

La **Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica** de 1975 (Artículo 36-BIS), la más importante del sector, establece que el servicio público de electricidad debe prestarse al menor costo (Justia México, 1975). La CFE se encarga de elaborar y llevar a cabo el plan de expansión al menor costo y la Sener lo evalúa.

La **Estrategia Nacional de Energía** de México de 2010 establece que, para 2025, debe incrementarse la participación de tecnologías limpias hasta un 35% de la capacidad total de generación (Sener, 2010c).

La **Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética** (LAERFTE), también conocida como la Ley de ER, fue aprobada en noviembre de 2008 (Cámara de Diputados, 2008) y dispone las siguientes responsabilidades institucionales:

- La Sener debe desarrollar un programa especial para ER y una metodología a fin de incluir la ER en los planes de expansión considerando sus beneficios económicos netos.
- La CRE debe definir los precios máximos y mínimos que deberán pagarse a los generadores de ER.
- La CFE debe recibir los excedentes razonables de electricidad de acuerdo con las condiciones operativas y económicas del sistema.

El Reglamento de la Ley de ER (Sener, 2009a) exige considerar los beneficios económicos netos al establecer un inventario de ER (lo cual es tarea de la Sener) y al decidir los precios de la generación de ER (lo cual es tarea de la CRE).

A los efectos de cumplir los requisitos de la Ley de ER, la CRE y la Sener emitieron los siguientes documentos:

- **Modelos de contratos para la interconexión de ER a pequeña y mediana escala**, confeccionados por la CRE y publicados por la Sener (Sener, 2010b). Según la resolución, la GD es la generación conectada al SEN (es decir, no es independiente de la red) pero no directamente interconectada a la red de transmisión (es decir, conectada a la red de distribución).
- **Un programa especial para la ER**, emitido por la Sener (Sener, 2009b), que establece metas respecto de la integración de la ER para 2012. Consigna que la ER debe representar un 7,6% de la capacidad instalada y entre un 4,5% y un 6,6% de la generación. El detalle de la meta incluye energía eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, biogás y energía geotérmica. No obstante, no incluye la energía solar. Además, no se definen metas específicas con respecto a la GD (únicamente se menciona su papel como alternativa para suministrar electricidad a 2.500 comunidades).

Análisis: si bien la GD viable ya es un hecho, el futuro es poco claro

La GD a escala comercial ha progresado bastante en México sobre la base del marco regulatorio establecido a principios de los años noventa. Si bien la GD a escala comercial ya cuenta con un marco eficaz, esta situación podría cambiar con el transcurso del tiempo.

A los efectos de desarrollar la generación de ER a gran escala en México, la CFE lleva a cabo licitaciones con el objeto de procurar ER de los PIE. La CFE adquiere electricidad por licitación desde principios de los años noventa. Se han utilizado el mismo proceso y las mismas normas para la generación convencional y renovable. Los PIE deben tramitar ante la CFE autorizaciones para operar. La CFE y el PIE celebran los CCE. A raíz del requisito legal de adquirir energía al menor costo, la CFE recurrió a financiamiento en condiciones favorables (préstamos a una tasa inferior a la del mercado otorgados por organismos internacionales) o financiamiento de carbono (créditos de carbono) para compensar los aumentos de

costos de ER y, en especial, a fin de cubrir la brecha de viabilidad de los proyectos eólicos.

Sin embargo, la Ley de ER de 2008 y su Reglamento de 2009 prevén que deben tenerse en cuenta los beneficios económicos netos al evaluar los proyectos de ER, tanto respecto de las cantidades que integrarán el inventario como respecto de los precios que se aconseja abonar por la generación de ER. Las primeras metas de integración nacionales de ER establecidas tras la Ley de ER se basan en proyectos ya analizados por la CFE en su plan de expansión de 2008. Están orientadas a tecnologías que ya son viables (pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, biogás, energía eólica y geotérmica). La Sener aún está elaborando una metodología con la finalidad de determinar los beneficios económicos netos de la ER y así fijar metas actualizadas luego de 2012. De la misma manera, la CRE está trabajando para fijar los precios máximo y mínimo y los volúmenes de ER a incorporar en futuros documentos para la licitación de generación de ER, a partir de los beneficios económicos netos.

Todavía no se conoce el resultado final del trabajo de la Sener y la CRE. Si bien mucha gente puede estar de acuerdo, en principio, en que la ER produce algunos beneficios económicos, puede que sea más difícil lograr un acuerdo sobre los siguientes detalles:

- **¿Qué beneficios económicos deberían incluirse en la metodología para planificar e implementar una nueva generación energética?** En particular, ¿deberían considerarse sólo las externalidades locales o las internacionales también? De considerar también estas últimas, ¿debería México pagar para evitarlas, dado que solamente obtendría parte de cualquier beneficio? ¿O debería pagar la comunidad internacional, como lo ha hecho, por ejemplo, con la energía eólica?
- **¿Cómo deberían valuarse los costos y beneficios económicos?** Se calculará el valor por kWh en relación con beneficios tales como la seguridad energética y la disminución de los problemas de salud provocados por las emisiones de materia en forma de partículas. Algunos costos y beneficios económicos (especialmente en lo relativo a la vida humana y a las futuras generaciones) son más problemáticos de valorar.

Entretanto, organizaciones internacionales como el BID están apoyando la fabricación local de turbinas eólicas, ligeramente viables en México. Los factores de capacidad eólica son muy elevados en el país; tanto es así que les han ocasionado problemas a las turbinas en algunos sitios. México tiene un gran mercado potencial para la energía eólica y la capacidad industrial necesaria para satisfacerlo. La asistencia técnica y el financiamiento en condiciones favorables para esta tecnología estarían justificados a fin de ayudar al país a alcanzar los últimos avances técnicos y económicos necesarios para aumentar su matriz de energía limpia de manera económicamente viable (BID, 2011b).

El gobierno mexicano también avanzó sobre un marco para la GD a pequeña escala, pero todavía está en la etapa de prueba y en evolución. Mediante los modelos de contratos de la CRE, la CFE puede celebrar contratos de interconexión que contemplen tarifas FIT a precios minoristas utilizando un convenio de medición neta. Estos contratos rigen todos los sistemas de ER con una capacidad de hasta 500 kW y que

estén interconectados a la red de distribución a voltajes de hasta 69 kV (Sener, 2010b). No existen topes totales en los requisitos para poder acceder a este programa (cantidad total de sistemas, capacidad total instalada).

El primer ejemplo de GD conectada a la red a pequeña escala que utiliza una tarifa FIT en México es el **Programa de Vecindarios con Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red en Mexicali** (Baja California) de la CFE. Este proyecto se implementó a través de un contrato entre la CFE y el gobierno del Estado de Baja California, e implica la instalación de 220 casas económicamente accesibles equipadas con módulos solares fotovoltaicos para el autoabastecimiento, y la venta de los excedentes a la red (así como también de aparatos eficientes y luces de bajo consumo). El sistema de casas está equipado con medidores bidireccionales que miden, por un lado, la electricidad vendida a la CFE y, por el otro, la adquirida a dicho organismo. A pesar de utilizar medidores bidireccionales, ambos flujos de energía se facturan a precio minorista, al igual que en la medición neta (Comisión Estatal de Energía, 2011).

El programa de la CFE representa una medida positiva porque les permite a los usuarios que se autoabastecen vender los volúmenes de energía excedentes a la red y tiene una tarifa FIT que se ha fijado de manera tal que no sean financieramente viables los paneles solares fotovoltaicos (al menos US\$0,36 por kWh, según puede verse en el gráfico 9). Como el programa todavía comprende una porción ínfima de la generación, su implementación no tiene consecuencias significativas en términos operativos y financieros, pero puede proporcionar información útil para repetirlo a mayor escala. Cuando esto suceda, el programa deberá mejorarse adoptando las siguientes medidas:

- **Fijar un tope general en los requisitos de acceso conforme las metas actualizadas relativas a la ER según sus beneficios económicos netos.** Esta medida permitirá conocer con antelación cuánta capacidad intermitente estará disponible en la red y cuánto costará.
- **Emplear un sistema de facturación neta para pagar un precio económicamente justificado sobre la base de los beneficios económicos netos a determinarse.** Los medidores bidireccionales instalados ya lo permiten. La facturación neta les mostrará a los usuarios que reúnan los requisitos en cuanto al sistema fotovoltaico que adquieren electricidad a la tarifa minorista pero la venden a un costo evitado a fin de evitar imponerles costos adicionales (por encima de los que puedan resultar económicamente justificados para el país, según la decisión del gobierno) a los usuarios que no tengan el sistema fotovoltaico. Uno de los puntos salientes del proyecto Mexicali es el 50% de ahorro en facturas para los usuarios que reúnan los requisitos, pero no queda claro si, en última instancia, esos costos adicionales recaerán sobre otros usuarios, a pesar de que no se consideren económicamente justificados.

Chile

A partir de la década de 1980 Chile abrió su mercado a la generación energética del sector privado, lo cual facilitó el desarrollo de GD. Sin embargo, no mucha GD se llevó a cabo con ER. La GD renovable es viable sólo a escala comercial, pero resulta demasiado costosa a pequeña escala. Desde 2004 el gobierno está elaborando un marco a fin de promover la GD renovable a escala comercial mediante una combinación de incentivos, metas y mayor competencia. Aún se está formulando el marco para la GD renovable a pequeña escala y existe incertidumbre sobre ciertos aspectos.

Contexto: un mercado de electricidad competitivo con precios relativamente elevados

El sector eléctrico chileno es un **mercado competitivo**. La generación, transmisión y distribución se desregularon en la década de 1980. El proceso de privatización finalizó hacia fines de los años noventa y se cree que mejoró el rendimiento del sector eléctrico. Los generadores pueden vender electricidad a distribuidoras o usuarios no regulados o en el mercado spot. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) son los dos sistemas interconectados más importantes. En Chile, las distribuidoras funcionan mediante concesiones de servicios públicos y deben brindar el servicio en sus respectivas zonas a tarifas reguladas (CNE/GTZ, 2009).

Los principales organismos relacionados con el sector eléctrico en Chile son la **Comisión Nacional de Energía** (CNE), dependiente del Ministerio de Energía; la **Superintendencia de Electricidad y Combustibles** (SEC) y los **Centros de Despacho Económico de Carga** (CNE/GTZ, 2009). A continuación se enumeran las principales responsabilidades de cada uno:

- **CNE:** desarrollar y coordinar planes, políticas y normas relativos al sector energético; asesorar al Ministerio de Economía sobre el establecimiento de tarifas de distribución reguladas.
- **SEC:** supervisar el cumplimiento de las leyes, los reglamentos y las normas técnicas del sector energético.
- **Centros de Despacho Económico de Carga:** coordinar la operación de generadores y líneas de transmisión en cada sistema eléctrico.

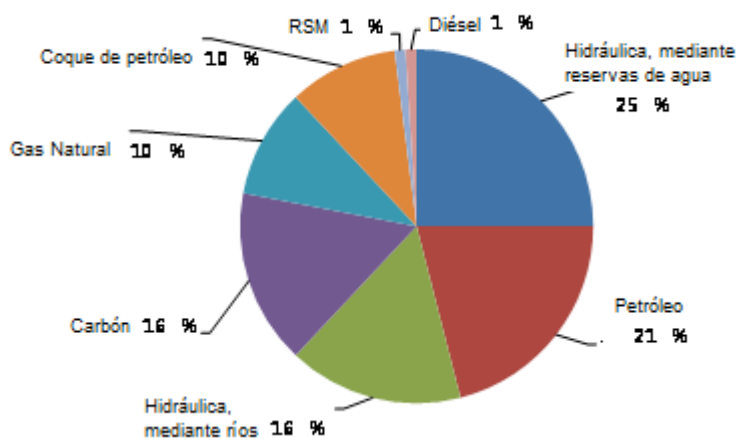
Chile depende de **la energía hidroeléctrica y la importación de combustibles fósiles** para generar electricidad, como puede apreciarse en el gráfico 10. Dados los escasos combustibles fósiles de que dispone en su territorio, Chile importa el 58% de sus fuentes primarias de energía (petróleo, carbón y gas). En virtud de los inconvenientes que sufrió el suministro de combustible proveniente de Argentina y de las graves sequías que azotaron al país en 2008 y 2009, Chile pasó del gas natural al petróleo, carbón y GNL (construyó dos nuevas terminales). En la actualidad, está aumentando su capacidad energética sobre la base del carbón (CNE/GTZ, 2009; CNE, 2008b).

En el largo plazo se calcula que los **costos de generación de electricidad** serán de US\$0,05, US\$0,06 y US\$0,08 por kWh de carbón, gas natural y diésel, respectivamente (PNUD/ENDESACO, 2010). Si se

incrementa este monto para tener en cuenta las pérdidas, que no son significativas en Chile (se redujeron del 21% en 1992 al 8% en 2007; AIE, 2009), solo la referencia del diésel aumenta ligeramente (a US\$0,09 por kWh). No obstante, el precio spot en el SIC en marzo de 2011 fue de US\$0,20 por kWh (US\$0,22 si se lo incrementa para tener en cuenta las pérdidas; SYSTEP, 2011).

Chile tiene la **segunda tarifa de electricidad más elevada del Cono Sur** después de Uruguay. En 2011 las tarifas residenciales de electricidad fueron de aproximadamente US\$0,18 por kWh. Las tarifas industriales rondaron los US\$0,12 por kWh, lo cual también es elevado para América Latina (comparado con Argentina o Perú) y podría perjudicar la competitividad de la industria chilena (Montamat, 2011). La tarifa promedio en el SIC y el SING en mayo de 2011 fue de US\$0,11 por kWh (SYSTEP, 2011).

Gráfico 10
Generación de energía en Chile según el tipo de tecnología (porcentaje)

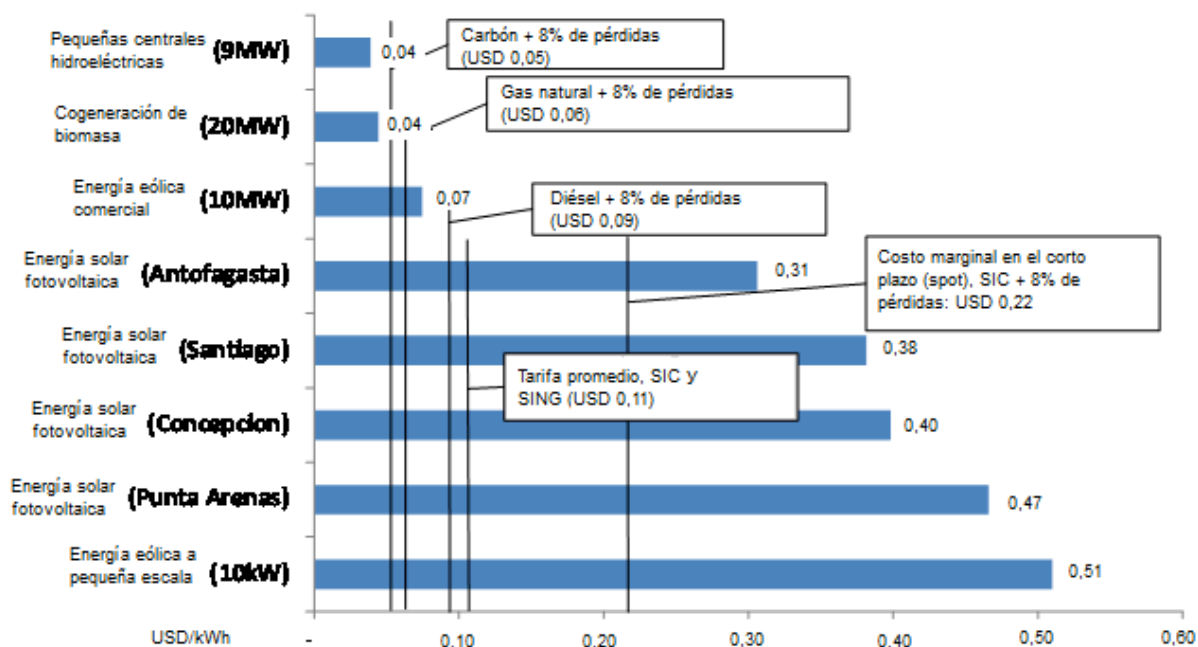


Fuente: CNE/GTZ (2009).

Viabilidad de GD renovable: buenas opciones a escala comercial, pero ninguna a pequeña escala

En el gráfico 11 se muestra la viabilidad económica y financiera de los proyectos energéticos con GD renovable a escala comercial y a pequeña escala en Chile.

Gráfico 11
Viabilidad de GD renovable en Chile (dólares de EE.UU. por kWh)



Fuentes: Con respecto a la energía eólica comercial, la cogeneración de biomasa, las pequeñas centrales hidroeléctricas, el carbón, el gas natural y el diésel: PNUD/ENDESACO (2010). Con respecto a la energía eólica a pequeña escala: Almonacid y Nahuelhua (2009). Con respecto a la energía solar fotovoltaica: Rudnick (2010); NREL (2011) (tarifa de descuento del 10%; costos de capital de €3.000 (US\$4.000) por kW instalado; factores de capacidad del 19% [Antofagasta], 15% [Santiago y Concepción] y 12% [Punta Arenas]). Con respecto a tarifas y precio spot en el SIC: SYSTEP (2011).

Del gráfico 11 se desprende que:

- **Las pequeñas centrales hidroeléctricas y la cogeneración de biomasa son viables a escala comercial.** Sus costos son menores que los del carbón convencional.
- **La energía eólica a escala comercial es casi viable.** Si se la compara con el costo variable del gas natural, la energía eólica a escala comercial no es viable. No obstante, si se la compara con el diésel, podría ser viable si se considerara la parte variable de la referencia del diésel.
- **La energía solar fotovoltaica no es viable.** Se calcula que los costos de generación de energía solar fotovoltaica oscilan entre los US\$0,31 y los US\$0,47 por kWh sobre la base de costos de capital de aproximadamente US\$4.000 por kW (Rudnick, 2010). Dadas las características geográficas de Chile, los factores de capacidad varían en gran medida según la latitud en la cual se instale el sistema. Si se utiliza la herramienta PV Watts del

Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés), los factores de capacidad oscilan desde un 19% en Antofagasta (norte) y aproximadamente un 15% en Santiago o Concepción (centro) hasta un 12% en Punta Arenas (extremo sur). Si se consideran los valores de marzo de 2011, para ser competitivos con el precio spot, los costos de capital de la energía solar fotovoltaica instalada en el norte del país deberían reducirse a aproximadamente US\$2.700 por kW instalado.

- **La energía eólica a pequeña escala no es viable.** A un precio de US\$0,51, no es ni económica ni comercialmente viable.

Marco de la GD renovable: marco integral de la GD a escala comercial; aún se está elaborando el de la GD a pequeña escala

En Chile la GD a escala comercial se desarrolló en un entorno medianamente competitivo. Aun así, se utilizaron, en la mayoría de los casos, fuentes convencionales, a pesar de la existencia de opciones viables de ER. Las iniciativas adoptadas recientemente por el gobierno tienen por objeto equilibrar la situación favoreciendo a la ER.

Se adoptó un marco integral a fin de asegurar el desarrollo efectivo de la GD a escala comercial en Chile (ya sea con fuentes renovables o convencionales). Las redes de distribución están claramente definidas según el voltaje: hasta 23 kV (CNE, 2008c). Por decreto, se les exige a los operadores de redes de distribución que permitan interconexiones de hasta 9MW (Herrera, 2009). La energía renovable no convencional (NCRE, por sus siglas en inglés), que no incluye la energía hidroeléctrica superior a 20 MW, está exenta de las retribuciones por interconexión hasta 9 MW y tiene derecho a una exención parcial en caso de interconexiones de hasta 20 MW. Las leyes también establecen un mecanismo de estabilización de precios del mercado spot para plantas de hasta 9 MW (Ley 19.940 de 2004) y contemplan la celebración de CCE a largo plazo entre compañías de distribución y GD (Ley 20.018 de 2005).

No obstante, el desarrollo de la GD *renovable* ha sido limitado. En gran medida, la GD en Chile depende del uso de combustibles fósiles y su participación relativa disminuyó en los últimos años. En 2006 la GD representaba aproximadamente el 11% de la energía total generada en Chile (WADE, 2006). Hacia 2008 había disminuido a un 7% del total y cerca del 90% provenía de fuentes termoeléctricas. Sólo un 10% correspondía a energía hidroeléctrica y eólica (CNE, 2008b).

El gobierno chileno viene promoviendo la ER de diversos modos. En marzo de 2009 se sancionó una **Ley de Energía Renovable** (Ley 20.257; Congreso Nacional, 2008) a fin de promover los proyectos de NCRE. Esta ley dispone un mínimo de energía renovable (RPS, por sus siglas en inglés) y establece que las NCRE deberán representar al menos un 5% de la electricidad comercializada en el SIC y el SING entre 2010 y 2014. Asimismo, este porcentaje deberá aumentar un 0,5% por año hasta alcanzar un 10% del total para 2024. Además, el gobierno encargó múltiples evaluaciones de fuentes clave de ER (eólica, solar, biomasa

y reconocimiento geotérmico superficial), elaboró un plan nacional con vistas a reducir los efectos del cambio climático, que incluye objetivos para las ER; creó incentivos financieros, y respaldó la investigación y el desarrollo relativos a la ER (AIE, 2009).

El marco para la GD a pequeña escala aún está en proceso. No existe **legislación ni reglamento alguno sobre la GD a pequeña escala**. Los generadores a pequeña escala no tienen permiso para interconectarse al sistema de bajo voltaje (Herrera, 2009). Sin embargo, el Congreso chileno está considerando **cuatro proyectos de ley** sobre medición neta (Proyectos 6.424, 6.650, 6.793 y 6.998-1). Según las últimas evaluaciones disponibles (Danilo, Kipreos y Watts, 2010), ninguno contempla un marco sólido e integral para desarrollar la GD a pequeña escala, y todos ellos intentan abarcar demasiado.

- **Objetivo:** algunos proyectos de ley señalan que tienen como objetivo contribuir a reducir los gases de efecto invernadero en la matriz energética chilena; otros manifiestan que buscan derribar las barreras que enfrentan las ER a pequeña escala; otros indican que su finalidad es aumentar la participación de los recursos energéticos nacionales en la matriz del país a los efectos de una mayor seguridad energética.
- **Plazo:** ninguno de los proyectos consigna el plazo durante el cual deberían regir las tarifas de medición neta. Uno indica que los excedentes de electricidad podrían trasladarse al mes siguiente, pero solamente durante 12 meses.
- **Requisitos:** ningún proyecto aclara qué tipo de usuario podría recibir el beneficio. Tampoco especifica un tope general, excepto uno, que propone un tope muy elevado (10% de la demanda máxima). Se mencionan algunos topes individuales (100 kW y 20MW en el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas). Sólo un proyecto contempla los requisitos técnicos.
- **Tarifa:** un proyecto indica que la tarifa propuesta sería el *precio minorista* ofrecido por las distribuidoras, aunque en las consideraciones preliminares se refiere al *costo promedio* de adquisición de electricidad en que incurran las distribuidoras. Otro proyecto propone utilizar la tarifa minorista de bajo voltaje que cobran las distribuidoras en la actualidad.
- **Detalles sobre la medición:** la mayoría de los proyectos se refieren a la medición neta pero no definen con claridad cómo va a funcionar ni quién será propietario del medidor.

Análisis: una mezcla de competencia, metas e incentivos para la escala comercial; un marco poco claro para la pequeña escala

El marco vigente para la **GD renovable a escala comercial** parece bien diseñado, al menos en teoría. Existen opciones viables para generar electricidad con GD renovable a escala comercial en Chile y ahora hay más información disponible sobre los recursos primarios clave de ER. El RPS es neutral con respecto a la tecnología: les permite a los proveedores comerciales cumplir su obligación general eligiendo las

opciones más económicas. Además, el RPS es limitado y aumenta sólo de manera gradual: debería brindar el tiempo suficiente para que se identifiquen, evalúen y desarrollen los mejores proyectos. Por último, no se discrimina a las ER en el entorno competitivo de Chile: los generadores comerciales que utilicen ER pueden vender a distribuidoras o a usuarios no regulados o en el mercado spot, al igual que los generadores de energía convencional.

Sin embargo, aún se desconoce hasta qué punto este marco logrará aumentar la participación de GD renovable y viable. Por añadidura, el proceso para interconectar la GD a escala comercial está cuidadosamente diseñado, pero, según se sabe, también es dificultoso y prolongado (CNE/GTZ, 2009). También es un hecho que los permisos relativos al agua son difíciles de obtener.

Por otro lado, no existe un marco para **GD renovable a pequeña escala**. Ninguno de los proyectos de ley que se están analizando parece adecuado al respecto, si bien todos contemplan la venta de excedentes a la red. En general, los proyectos definen objetivos, plazos, detalles de medición, tarifas y requisitos de manera poco clara. Ninguno avanzó en el trámite legislativo, como quizá sea lógico, puesto que no existen actualmente opciones viables para la GD a pequeña escala en Chile.

Ahora bien, no todas las normas ni los procesos relativos a la GD renovable a pequeña escala tienen que estar necesariamente previstos por ley. Los proyectos de ley tendrían más posibilidades de ser sancionados si:

- Indicasen que su **objetivo** es aumentar la seguridad energética, lo que concuerda con la Política Energética de la CNE (CNE, 2008a), que permite el uso de toda la electricidad generada, incluso la de los pequeños sistemas que utilicen fuentes de ER.
- Señalasen que la **tarifa** debería determinarse:
 - Sobre la base del costo evitado real.
 - Utilizando medidores bidireccionales para evitar que aumenten las facturas de energía tanto de los hogares como de las empresas, y permitiéndoles vender la electricidad no utilizada a un precio justo.
 - Por un período igual a la vida útil de los sistemas.
- Consignasen **topes individuales y generales como requisitos** para conocer con certeza los volúmenes y costos del programa.
- Manifestasen que el **reglamento establecerá los términos específicos** del programa de medición neta, y otros documentos, sus requisitos técnicos.

Resumen del análisis sobre la GD renovable en Jamaica, Barbados, México y Chile

El cuadro 3 resume las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas (DAFO) de los marcos de GD renovable en los cuatro países.

Cuadro 3

Análisis DAFO de la GD renovable en Jamaica, Barbados, México y Chile

Fortalezas	Debilidades
<p>Jamaica, Barbados, Chile y México ya están poniendo en marcha lo viable sin imponer subsidios adicionales como los países desarrollados.</p> <p>La generación al menor costo está asegurada en Jamaica, Chile y México (con diferentes estructuras sectoriales) y se aplica de manera eficaz en Barbados como servicio público (incluidas las ER).</p> <p>Jamaica, Barbados y México permiten la reventa de excedentes de electricidad de ER a pequeña escala.</p> <p>Jamaica y Barbados ofrecen facturación neta, tarifas FIT a costo evitado y un tope total como requisito.</p> <p>Jamaica ofrece un monto adicional por reconocer los beneficios económicos de la ER.</p>	<p>Jamaica y Barbados ofrecen plazos demasiado acotados en los SOC y los RER respecto de la GD renovable a pequeña escala.</p> <p>El cálculo del costo evitado de Jamaica es demasiado bajo, pues no reconoce la participación total de la ER.</p> <p>La estructura tarifaria de Barbados ofrecería incentivos ineficientes para la ER a pequeña escala.</p> <p>No existen topes totales en relación con la GD renovable a pequeña escala para las tarifas FIT en México ni en los proyectos de ley de Chile.</p> <p>México ofrece (y Chile está considerando ofrecer) medición neta en lugar de facturación neta.</p> <p>No se pueden vender excedentes de ER en Chile.</p>
Oportunidades	Amenazas
<p>Existen opciones para reducir costos a través de la ER a escala comercial en todos los países.</p> <p>Deberían surgir nuevas opciones viables a medida que disminuyan los costos de capital de la ER a pequeña escala (como la energía solar fotovoltaica).</p> <p>La política de ER recientemente aprobada en Barbados establece la generación al menor costo con ER, la integración de los PIE, plazos más prolongados para los RER y una mejor estructura tarifaria.</p> <p>México está finalizando un marco de ER: metodología de los beneficios económicos de la ER, contratos modelo y detalles sobre medición para la ER a pequeña escala, nuevas metas.</p> <p>Chile está desarrollando un marco para la ER a pequeña escala para vender los excedentes de electricidad a la red (facturas de medición neta).</p>	<p>Inercia: la gente solo se aboca a lo que ya conoce, salvo que se la induzca a cambiar.</p> <p>Incapacidad para conectarse a la red para vender energía: las normas de la red no están diseñadas para adaptarse a la GD.</p> <p>Engorrosos trámites de planificación y otorgamiento de permisos, además de elevados costos de transacción: los “nuevos” proyectos presentan problemas antes desconocidos.</p>

Pese a algunas debilidades, el panorama general es alentador. En general, los cuatro países desarrollaron (o están desarrollando) GD renovable y viable a escala comercial de distintas maneras,

según la estructura de mercado en cuestión. Además, los cuatro son cautos a la hora de permitir la contribución de la GD renovable no viable a pequeña escala a la matriz energética: Barbados paga costo evitado; Jamaica paga un monto adicional limitado por beneficios económicos; México está considerando reconocer sólo los beneficios económicos netos y Chile directamente no ha decidido si debería contribuir. Ninguno de los países fijó tarifas FIT de manera que se pueda asegurar la viabilidad financiera de proyectos que no son económicamente viables. En este sentido, los mercados emergentes de América Latina y el Caribe han actuado con sabiduría, seriedad y compostura, en especial si se los compara con los enfoques más agresivos adoptados en Europa y América del Norte.

El cuadro 3 resume las siguientes **oportunidades** para la GD renovable:

- **Existen opciones para reducir costos a través de la ER a escala comercial en todos los países.** En lugar de lamentar que las opciones no viables no se estén promoviendo (subsidiando) lo suficiente, las partes interesadas en estos (y otros) países deberían arbitrar los medios necesarios a fin de asegurarse de que se evalúen y desarrollen todas las opciones viables.
- **En el futuro, podrían surgir nuevas opciones, pues se espera que disminuyan los costos de capital de las ER a pequeña escala.** A medida que establecen marcos para promover la ER de manera rentable a cualquier escala, los países deberían prever una efectiva evaluación, y el desarrollo y ejecución de toda opción que se torne viable.

En el cuadro también se presentan las siguientes **amenazas** contra la GD renovable:

- **Inercia.** El mero hecho de que algo tenga sentido no garantiza que sucederá. La gente (y sobre todo las instituciones) tienden a hacer lo que ya conocen, a menos que las convenzan (por ejemplo, mediante educación pública efectiva, concientización y desarrollo de capacidades) de hacer otra cosa, o se lo exijan. Por ejemplo, una empresa tradicional de servicios públicos podría interpretar una obligación regulatoria de planificar al menor costo como una obligación únicamente referida a opciones convencionales de generación. Un organismo regulador tradicional podría solamente verificar que la empresa considere esas opciones, sin darse cuenta de que ya existen otras opciones no convencionales (ER) competitivas. Afortunadamente para Barbados, BL&P está planificando al menor costo y tiene en cuenta opciones de ER viables a pequeña y gran escala, aunque no esté obligada a hacerlo. Otros países pueden no correr con la misma suerte.
- **Incapacidad para conectarse a la red para vender energía.** A veces (como en Chile) no existen normas que permitan a los hogares y a las empresas vender los excedentes de capacidad de sus pequeñas tecnologías distribuidas a una empresa de servicios públicos (ya sea una integrada verticalmente, como en Barbados, o un único comprador en un entorno competitivo, como en México). Tampoco existen normas que obliguen a dichas

empresas de servicios públicos a adquirir la energía, aun cuando la empresa ahorre costos o pague solamente el costo evitado real. Entonces, si un hogar o una empresa no necesita toda la energía generada por un sistema de ER, no tiene forma de utilizar la totalidad de su capacidad generadora. Por ende, ese sistema se vuelve más oneroso.

- **Engorrosos trámites de planificación y otorgamiento de permisos, además de elevados costos de transacción.** El trámite de los permisos ambientales y de construcción necesarios puede llegar a ser un proceso tan dificultoso y prolongado que ni siquiera los proyectos viables se implementan, ya sea porque quedan estancados en el proceso burocrático o porque los costos de la operación aumentan a tal punto que tornan inviable el proyecto.

Recomendaciones: cómo promover una GD competitiva

Las siguientes recomendaciones explican cómo aprovechar las fortalezas, superar las debilidades, reconocer las oportunidades y evitar las amenazas. Este apartado propone cinco medidas para impulsar una GD eficaz en función del costo, que pueda contribuir al crecimiento y a la competitividad de los mercados emergentes.

1. **Definir la GD en forma clara y adecuada, sobre la base de la magnitud del sistema.** El primer paso en el diseño efectivo de políticas es definir los límites específicos del país de acuerdo con los objetivos de la política.
2. **Asegurarse de que los sistemas de energía se desarrollen sobre la base de la generación de menor costo.** La planificación menos costosa debería ser el pilar de toda política, antes de considerar cualquier otro factor. Asegurarse de que se han identificado, evaluado e implementado todas las opciones adecuadas para cada país ayudará a definir correctamente las prioridades, empezando por las opciones que sean beneficiosas para todas las partes interesadas.
3. **Neutralizar las amenazas a una GD eficiente.** El sólo hecho de que la generación menos costosa resulte adecuada no significa necesariamente que lo será en la realidad. En la práctica, incluso excelentes proyectos pueden verse amenazados por la inercia, por reglas inadecuadas de la red de suministro de energía y por engorrosos procesos para la planificación y obtención de permisos, que se traducen en mayores costos de transacción. Una política bien diseñada se anticipa a estas amenazas.
4. **Evaluar si un aumento en el precio de la energía puede incrementar la competitividad y el crecimiento.** Una vez que ya esté todo listo para implementar las opciones que beneficien a todas las partes interesadas, los países deberían evaluar si existen circunstancias en las que el pago de un precio más elevado a cambio de energía se justifica en términos de costo y beneficio.
5. **Evitar la trampa de tener que pagar demasiado.** Incluso cuando un país decida que vale la pena

pagar un precio más elevado, este no debería fijarse arbitrariamente.

El orden de estas recomendaciones es importante. El punto de partida debe ser una definición. Luego sigue la regla fundamental: la planificación de menor costo. A continuación, es necesario asegurarse de que esta regla fundamental se aplique en la práctica a fin de que puedan implementarse las opciones que beneficien a todas las partes interesadas. Recién en esta instancia pueden considerarse otras opciones que supongan el pago de un precio más alto por la energía. Una vez que se haya decidido que se justifica aumentar el precio que se paga por la energía, es importante no dejarse llevar por el entusiasmo.

Definir la GD en forma clara y adecuada, sobre la base de la magnitud del sistema

Cada país debería definir en forma clara qué comprende la GD, principalmente según un único criterio que no presente dudas: su ubicación dentro de una red. La GD debería definirse como la generación de energía conectada a la red de distribución. A su vez, las redes de distribución deberían definirse en función del voltaje. Otras definiciones (capacidad instalada, tipos de tecnología) serán bienvenidas, pero sólo si representan otras especificaciones una vez que se haya definido el criterio de ubicación de la red.

México es un buen ejemplo de cómo se llega a una buena definición de GD. Como se mencionó anteriormente, en primer lugar, México hace la salvedad de que la GD no es autónoma, sino que está conectada a la red. Luego, especifica que está conectada a la red de distribución y que no está directamente conectada a la red de transmisión. Después de ello, define la GD pequeña por su capacidad (hasta 30kW) e interconexión a una tensión menor de 1kW (Sener, 2010b).

Asegurarse de que los sistemas de energía se desarrollen sobre la base de la generación de menor costo

Los procesos continuos y las reglas flexibles que permiten identificar, evaluar e implementar opciones de generación al costo más bajo son mejores que las metas y reglas estrictas que definen qué debe hacerse y qué no.

Todos los países contemplados en este estudio (aquellos con tarifas y costos tanto altos como bajos) cuentan con varias opciones viables de GD renovable. Actualmente la mayoría de estas opciones está pensada a escala comercial; sin embargo, las opciones a pequeña escala también podrían resultar adecuadas en tanto suponen una disminución de los costos y una evolución en la tecnología. Algunas de estas opciones a pequeña escala ya son viables gracias al financiamiento condicionado de organismos internacionales como el BID, que está colaborando para que estas opciones alcancen plena viabilidad. Diseñar políticas y regulaciones lleva tiempo y, una vez finalizada esta etapa de diseño, implementar cualquier cambio también demanda su tiempo. Definir objetivos estrictos hoy conlleva el riesgo de tener que implementar proyectos que no son ni los menos costosos ni necesarios, únicamente para alcanzar la

meta propuesta. Por otra parte, definir metas hoy también supone el riesgo de excluir proyectos que si bien en el momento no son los de menor costo, pueden llegar a serlo en el corto plazo o antes de que puedan modificarse las normas. Es por ello que los procesos y las normas deben integrar los costos más bajos y poder ser modificados. Esto asegura que el marco regulatorio sea no solamente firme y claro en lo que respecta a alcanzar los resultados propuestos, sino también flexible como para adaptarse a las nuevas necesidades y oportunidades.

Asegurar la generación menos costosa en forma efectiva implicará diferentes disposiciones, dependiendo de si se tiene en cuenta o no la GD a escala comercial o a pequeña escala. Como se explica más adelante, se necesitan una regulación y un diseño de mercado efectivos para una GD a escala comercial, mientras que las tarifas FIT son adecuadas para una GD a pequeña escala.

GD a escala comercial: regulación y diseño de mercado efectivos. En los mercados verticales (como Jamaica y Barbados), deberían establecerse las siguientes obligaciones:

- **La obligación de las empresas de servicios públicos de demostrar que sus planes de expansión de generación son los menos costosos, y el deber de control del organismo regulador.** Se suelen preferir estas obligaciones (que Barbados está a punto de implementar gracias a la política de ER recientemente aprobada) en vez de que el organismo regulador tenga que diseñar por sí mismo planes de expansión (como en Jamaica). Las empresas de servicios públicos suelen tener más conocimiento sobre el desarrollo de planes de expansión, mientras que los organismos reguladores probablemente se desempeñen mejor en tareas de control, contratando para ello a los especialistas necesarios.
- **La obligación de las empresas de servicios públicos de adquirir energía de terceros cuando ello suponga un costo menor.** Si bien se supone que en las economías de escala, por lo general, una empresa de servicios públicos es capaz de generar por sí misma las opciones más económicas, incluso en sistemas pequeños siempre es posible que existan proyectos que la empresa no puede o bien no desea implementar. Por ejemplo, una compañía azucarera o una planta de reciclaje de residuos probablemente se encuentren en una situación más favorable para generar plantas de ER que una empresa de servicios públicos de energía eléctrica, cuya situación seguramente no sea tan ventajosa. Adquirir energía de terceros supone determinados costos operativos, pero estos deberían ser algo menores que el costo evitado de la empresa de servicios públicos.

Los mercados liberalizados (como México y Chile) deberían contar con:

- **Trato no discriminatorio de la ER en la venta de energía y capacidad.** En los modelos de mercado (como el de Chile), la competencia debería ser leal. La ER competitiva en términos de costo debería estar sujeta a las mismas reglas que rigen la oferta comercial de electricidad convencional en el mercado spot directamente a grandes usuarios (no regulados) o a través de CCE a largo plazo. Debería reconocerse la capacidad cuando una tecnología de ER puede proveer

potencia firme (siempre y cuando sea adecuada la disponibilidad de recursos energéticos primarios). Por ejemplo, esto puede implicar el reconocimiento de un crédito de capacidad para la cogeneración con biomasa en función de previsiones confiables de cosecha, si ya se reconoció para pequeñas fuentes energéticas hidrogenadoras según previsiones confiables de hidrología.

- **Licitaciones para adjudicar capacidad y/o energía adicional al menor costo.** En los modelos de único comprador (como en México), la publicación de los costos evitados estimados combinada con licitaciones de energía y capacidad puede ser una manera efectiva de obtener el precio más bajo por servicios de buena calidad. Las licitaciones pueden servir para varios fines. Chile, por ejemplo, está evaluando su implementación como una herramienta efectiva para alcanzar los objetivos propuestos.

Todos los mercados, independientemente de su estructura, deberían **garantizarles a los inversionistas la recuperación de los costos y una rentabilidad razonable**, y a la vez asumir directamente (sin transferir a los usuarios) los costos ante cualquier incumplimiento. Asegurar la viabilidad financiera razonable de los operadores es imprescindible para obtener un servicio de calidad a un costo razonable. Si los inversionistas se ven obligados a reducir costos pero no pueden siquiera cubrirlos ni obtener una ganancia, procurarán disminuir los costos de otro modo, muy probablemente a costa de la calidad y confiabilidad. Esto es particularmente importante en los mercados verticales, donde no existe una selección automática de operadores por su rentabilidad. Esta situación podría significar otorgarle a una empresa de servicios públicos la opción de obtener autorización por parte del organismo regulador de una inversión de ER (o de un CCE para una planta de ER) antes de su implementación, con la consiguiente aprobación de tarifas para recuperar la inversión y obtener una ganancia razonable. En los mercados liberalizados, las condiciones para competir no deberían ser tan estrictas, ya que supondría correr el riesgo de no atraer inversionistas (o atraer únicamente a los peores).

GD a pequeña escala: correcto diseño de tarifas FIT. No es necesario que las tarifas FIT se definan como subsidios. En términos técnicos, son una oferta permanente de compra de energía de sistemas de pequeña escala a precios predefinidos (no necesariamente fijos) por un período también previamente establecido y sujeto a determinados requisitos técnicos. Se trata de una herramienta estandarizada para implementar proyectos cuya ejecución en forma individual sería inviable, dados los costos operativos implicados. Por consiguiente, las tarifas FIT no deberían tener como fin promover la viabilidad de tal o cual tecnología específica. Por el contrario, deberían funcionar como una herramienta optimizada que les permita a los propietarios de sistemas a pequeña escala:

- Vender el excedente de electricidad que generan pero no necesitan.
- Obtener una retribución por su aporte a un costo razonable y eficiente en términos económicos.

Al igual que las licitaciones, las tarifas FIT reducen aún más los costos operativos en comparación con las negociaciones individuales. Las tarifas FIT bien diseñadas:

- **Fijan el precio, que no será mayor al costo evitado.** Es posible presentarles a los usuarios dos opciones de costo evitado: el cálculo actual de costo evitado a largo plazo (si piensan que los costos reales futuros serán menores) o el costo evitado a corto plazo que se actualizará todos los años según su valor real (si creen que los costos reales futuros serán mayores).
- **Fijan el plazo, que no será mayor a la vida útil de los sistemas.** Esto reducirá la incertidumbre que enfrentan los usuarios. Asimismo, supone una baja en los costos operativos para cualquiera que compre electricidad, en vez de renovar o volver a firmar los contratos de interconexión poco después de su vencimiento.
- **Prefieren la facturación neta por sobre la medición neta (coherente con la oferta que no será mayor al costo evitado).** La facturación neta permite que se midan y facturen por separado los dos flujos de electricidad (el generado por el usuario y vendido a la red, y el que se consume y adquiere de la red). En cambio, la medición neta gira el medidor hacia atrás y obliga a la empresa de servicios públicos a adquirir energía a precios minoristas (que son mayores) en vez de a su costo. Por lo tanto, si el proveedor pretende seguir siendo viable en términos financieros, debe poder recuperar estos costos mayores. En última instancia, el proveedor recuperará estos costos de los usuarios mediante un aumento en sus facturas.
- **Ponen un límite a los requisitos individuales y totales.** Si se parte del supuesto de que la GD se conectará a la red de distribución, su magnitud debe ser acorde al voltaje de dicha red. Incluso para las redes de distribución que se encuentran dentro de los sistemas más grandes, con el voltaje más alto (110kV), esto significaría cerca de 100MW a 150 MW, como se mencionó anteriormente. Establecer el límite de los requisitos totales en el volumen que el sistema puede manejar permite preservar la calidad, estabilidad y confiabilidad del servicio. El límite total puede aumentar una vez que se haya modernizado el sistema, pero debe darse en este orden en pos de la calidad del servicio.

Neutralizar las amenazas a una GD eficiente

Siempre y cuando exista un marco para los proyectos de GD renovable beneficiosos para todas las partes involucradas, este marco debería fortalecerse neutralizando todas las amenazas posibles que puedan impedir la implementación incluso de proyectos factibles. Para ello, los países deberían:

- Combatir la inercia mediante obligaciones e incentivos.
- Hacer fácil y segura la conexión a la red a través de un código de red.
- Emplear enfoques de planificación y obtención de permisos estandarizados y racionales.

Combatir la inercia mediante obligaciones e incentivos

Las empresas de servicios públicos, los emprendedores y los organismos reguladores pueden seguir considerando únicamente una parte del amplio espectro de opciones de generación a menos que se les exija explícitamente que incluyan opciones de ER viables. Este problema puede abordarse a través de una combinación de obligaciones e incentivos, entre ellos:

- **La obligación explícita de considerar opciones de ER razonables en la planificación menos costosa** (como en Barbados). Significa que el responsable de la planificación debe considerar las opciones de ER viables potencialmente disponibles y compararlas con las opciones de generación convencionales en escenarios diferentes según los costos del combustible.
- **La obligación de comprar electricidad de terceros generadores de ER a valores menores que el costo evitado** (también como en Barbados). Podría exigirles a las empresas de servicios públicos verticales comprar electricidad a otros emprendedores que ofrecen energía a menores costos. Para evitar crear activos en desuso (es decir, construir demasiadas plantas de energía que resulten innecesarias y cuyo costo deba recuperarse), la obligación debería estar relacionada únicamente con la capacidad necesaria para reemplazar las viejas plantas o cumplir la demanda adicional. De otro modo, el costo de generar la capacidad innecesaria se trasladaría a los usuarios (a través de las tarifas).
- **Estándares limitados de cartera de ER, neutrales en términos tecnológicos y de implementación gradual.** Demandaría algún aporte limitado de ER, de acuerdo con el abanico de opciones de ER viables en cada país. Si no se especifica qué tipo de tecnologías se aplicarán (como en Chile), se podrán elegir las opciones menos costosas. Al ser gradual la implementación, existe el tiempo suficiente para identificar y evaluar los proyectos de ER viables. En términos ideales, estándares de cartera similares deberían estar acompañados de mayor información y de datos específicos del sitio sobre los recursos de ER del país. Las licitaciones pueden ser una herramienta muy efectiva para implementar las metas al menor costo.
- **Mecanismos de recuperación del costo de ER junto con mecanismos de recuperación de combustible que permitan la recuperación del costo de capital de recursos renovables.** Cuando las firmas generadoras de energía eléctrica construyen plantas de ER en vez de plantas convencionales, reemplazan los costos de combustible por los costos de capital. Muchas empresas de servicios públicos (especialmente en el Caribe) pueden trasladarles a los usuarios los costos razonables de combustible. Sin embargo, por lo general, no están autorizadas a transferir los costos de capital, que son mayores para la ER. Brindar certeza en cuanto a la recuperación de los costos razonables de proyectos de ER (evaluados en el marco del plan menos costoso) les dará a las empresas de servicios públicos la seguridad que necesitan para embarcarse en la construcción de plantas de ER.

Asimismo, **la educación pública, la concientización y el desarrollo de capacidad** son elementos clave para mitigar la inercia de los actores públicos y privados en tanto estimulan un mejor conocimiento de los costos y beneficios de las diferentes opciones de ER. Promover la **eficiencia energética** asegura también que los propietarios de sistemas de GD no sólo generen electricidad en forma innovadora y efectiva en términos de costos, sino que también consuman electricidad de modo inteligente.

Hacer fácil y segura la conexión a la red a través de un código de red

Por lo general, los códigos de red no se diseñan para conectar ER, en particular, a escala de distribución.

Los operadores del sistema tienen todo el derecho a estar preocupados por si la conexión de ER puede afectar la calidad del servicio. Por ello, no se permiten conectar a la red incluso las opciones viables. Deberían generarse códigos de red actualizados que contemplen los siguientes elementos:

- **Estándares técnicos y operativos**, que rijan para todos los generadores en todas las escalas.
- **Restricciones**, pero únicamente aquellas que sean necesarias para garantizar la seguridad, confiabilidad y estabilidad del servicio. Los organismos reguladores tendrán el deber de controlar (junto con los organismos técnicos o consultores especializados) que no se incorporen restricciones indebidas a la competencia bajo la apariencia de requisitos técnicos.
- **Precios justos que los operadores del sistema puedan cobrar por el uso de la red** sobre la base del costo e incluyendo una rentabilidad razonable.

Se debería intentar alcanzar simultáneamente una mejora en la capacidad y la calidad de la red de manera tal que pueda incorporarse una mayor GD en forma sostenible y efectiva.

Emplear enfoques de planificación y obtención de permisos estandarizados y racionales

Los proyectos viables de ER pueden quedarse estancados indefinidamente en la maraña de procesos de planificación y obtención de permisos, ya que estos procesos no fueron diseñados para manejar nuevos proyectos, como, por ejemplo, un parque eólico. Los costos operativos para obtener los permisos necesarios pueden incrementarse hasta el punto de poner en riesgo la viabilidad de los proyectos. Para evitar estos problemas, los países deberían adoptar las siguientes medidas:

- **Instalar ventanillas únicas para la obtención de todos los permisos necesarios** a fin de reducir los costos operativos y simplificar el proceso. Esta medida no supone necesariamente eliminar las responsabilidades de algunos organismos para traspasárselas a otros. Simplemente se trata de que el organismo con mayor capacidad para hacer esta tarea coordine el trabajo de los otros.
- **Implementar procesos específicos en función de la tecnología** para la planificación y gestión de permisos ambientales y de construcción para proyectos de ER.
- **Definir cuál será el contenido previamente establecido de la Evaluación de Impacto Ambiental** (actividades a evaluarse y sus potenciales impactos; medidas a tomar para mitigar, corregir o evitar dichos potenciales; comprobación de la capacidad financiera para tomar las medidas necesarias).
- **Establecer los estándares específicos en función de la tecnología que deben alcanzarse en relación con los niveles de impacto.** Deben especificarse claramente cuáles son los niveles de impacto (por ejemplo, el nivel de ruido) que se permitirán o prohibirán siempre. Cualquier otro aspecto debe resolverse en cada caso particular.
- **Fijar un punto límite para sistemas a pequeña escala** que no exigen evaluación de impacto ambiental o planificación o gestión de permisos, a fin de evitar tener que realizar estudios detallados para pequeños proyectos.

Evaluar si un aumento en el precio de la energía puede incrementar la competitividad y el crecimiento

En algunos casos, el pago de un precio más alto por la electricidad puede justificarse en términos de costo-beneficio, especialmente si se traduce en un aumento de la competitividad y del crecimiento económico. Las consideraciones económicas son importantes. El pago de un precio más alto, ¿puede generar realmente beneficios económicos netos para el país? Es decir, los beneficios económicos, ¿son mayores que los costos económicos? Las consideraciones políticas tienen la misma relevancia. ¿El electorado estará dispuesto a pagar más? ¿Reelegirán a los políticos que impulsaron un aumento en los precios? Si el pago de un precio más alto se justifica en términos económicos y/o se lo acepta políticamente, la posibilidad de emplear GD renovable es mayor. Lo importante es que se evalúen todos los costos y beneficios a partir de una metodología clara y que se comuniquen claramente al público.

El pago de un precio más alto por energía eléctrica puede justificarse, por ejemplo, en los siguientes casos:

- **Para aumentar la resiliencia del sistema y la seguridad energética.** Debe crearse una prudente diversificación de qué fuentes primarias de energía se utilizarán y de dónde se obtendrán. Los costos evitados de almacenamiento de combustibles fósiles podrían considerarse como una medida para mejorar la resiliencia o la seguridad energética (en especial para los países que conforman pequeñas islas en el Caribe, donde el espacio es restringido y se precisan envíos frecuentes). También deberían considerarse herramientas alternativas para la seguridad energética (contratos a término).
- **Desarrollar una economía verde y generar empleo verde.** El desarrollo de una nueva economía verde y la creación de puestos de trabajo verdes comúnmente se utilizan como argumento para subsidiar la fabricación de productos o la prestación de servicios, pero pueden presentarse los riesgos que se describieron anteriormente. A fin de mitigar estos riesgos, los países deberían considerar el desarrollo de una nueva economía verde siempre y cuando exista un fuerte mercado interno potencial que consuma dicha tecnología (como la calefacción solar en Barbados [Perlack y Hinds, 2003], que ha sido impulsada por el gobierno cuando prácticamente no existía ningún otro sistema en pie; o la energía eólica en México, cuando el mercado, a pesar del reciente progreso y de los muchos sitios en desarrollo, puede aún considerarse en una etapa incipiente) y si el país tiene (o podría desarrollar en el futuro) las capacidades industriales necesarias para producir o prestar el servicio de determinadas tecnologías.
- **Reducir las externalidades ambientales locales y globales.** Si un gobierno decide que vale la pena pagar un precio más alto por la energía a fin de alcanzar un medio ambiente más sostenible, debería al menos tratar las externalidades ambientales locales y globales de diferente forma:
 - Los usuarios internos deberían obtener todos los beneficios que conlleva reducir las **externalidades ambientales y de salud locales**. Por lo tanto, se podría argumentar que

deberían cargar con todo el costo. Las externalidades locales clave incluyen:

- Los costos sanitarios atribuidos a las emisiones secundarias (dióxido de sulfuro, dióxido de nitrógeno y partículas).
 - Los costos ambientales asociados a la contaminación de fuentes de agua y otros recursos naturales.
- No obstante, los usuarios internos podrían obtener tan sólo una parte de los beneficios que trae aparejada la disminución de las **externalidades ambientales globales** (GEI). Por consiguiente, los países deberían ser cautelosos antes de resolver que los ciudadanos cargarán con todo el costo de reducir los GEI. Las curvas de disminución del costo de carbono (como se observa en el gráfico 12, correspondiente a Barbados) permiten identificar las opciones beneficiosas para todas las partes interesadas (aquellas con costos negativos, aquellas que reducen las GEI y a la vez suponen un ahorro de dinero en el país) que deberían impulsarse primero. Otras opciones suponen un costo adicional, que puede justificarse desde una perspectiva global y puede representar una solución eficiente comparada con la referencia internacional para el valor de reducir una tonelada de GEI. Los mercados emergentes deberían buscar financiamiento en condiciones favorables y concesiones de organismos internacionales o países desarrollados para llevar adelante estos proyectos. Mientras el MDL debe atravesar dificultades, se aprecia que las NAMA están surgiendo como un nuevo marco.
 - **Impulsar la creación de una marca propia del país.** Los productos sostenibles (como azúcar, café e indumentaria) pueden venderse a un precio más alto, y los destinos turísticos sostenibles también pueden promocionarse a un mayor precio. Sin embargo, no debería ser la población de un mercado emergente quien deba cargar con estos precios más altos. Por el contrario, deberían ser los turistas o los consumidores quienes carguen con ellos. Si los precios resultaran ser muy elevados, e hicieran que los turistas se vuelquen a otros destinos, deberían bajarse a un nivel más aceptable en vez de trasladarlos a la población.
 - **Aumentar el acceso a la energía.** En este caso, algunos usuarios deberán pagar a fin de que otros usuarios que viven en áreas alejadas o pobres puedan tener acceso a la electricidad. De esta forma, el pago de un precio más alto permitiría alcanzar los objetivos de reducción de la pobreza en materia energética y aumentar la inclusión social.

Es probable que la **determinación de cuál es el precio más alto que se justifica cobrar** resulte una decisión difícil y controvertida. Los gobiernos deberían tratar de resolver esta cuestión mediante un proceso por etapas:

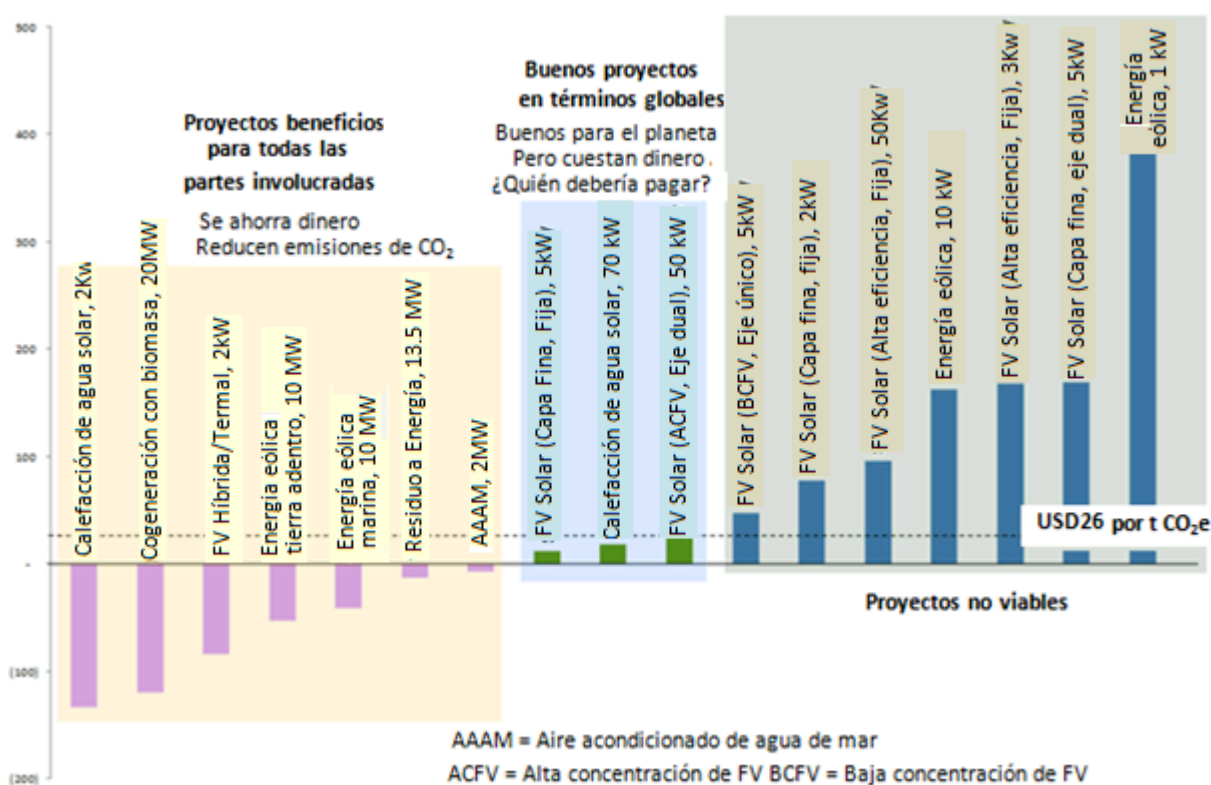
- Primero, involucrar a las partes interesadas públicas y privadas clave, y determinar qué elementos ameritan o no el pago de un precio más alto.
- Segundo, desarrollar una metodología para determinar el precio más alto que deba pagarse.
- Tercero, calcular los beneficios y costos económicos para el país.

Estas consideraciones deberían incluirse en un diálogo sobre las políticas a adoptarse que no se limite

únicamente al dictado de leyes, sino que impulse medidas concretas a fin de alcanzar otros fines ampliamente compartidos para la promoción de GD, e identifique además la configuración más adecuada (incluidas las empresas públicas y privadas).

Gráfico 12

Curva de disminución del costo marginal de CO₂ correspondiente a Barbados, 2010



Fuente: BID (2010).

Evitar la trampa de tener que pagar demasiado

Aun cuando un país decida que vale la pena pagar un precio más alto por GD a escala comercial o a pequeña escala, debería asegurarse de que únicamente está pagando aquello que puede justificarse en términos de costo-beneficio. Las siguientes son tres maneras clave de evitar caer en esta trampa en lo que respecta a la GD renovable.

- **Crear una estructura tarifaria desagregada que refleje los costos y cargue los distintos servicios por separado.** En determinados casos, un país puede conceder un aumento de pocos centavos por kWh en el precio de la GD a pequeña escala. Este incremento debería agregarse al componente tarifario al que afecta el beneficio creado por la tecnología de ER. Por ejemplo, el suministro de energía (la venta de electricidad medida en kWh) sería el componente tarifario adecuado al que debería agregarse cualquier incremento por energía FV solar, debido a que el uso de energía FV suprime los costos de combustible. La energía solar FV no elimina el costo de conexión a una red de distribución o de contar con una capacidad de respaldo o reserva al que se acude cuando el día no está soleado. Para ello, las estructuras tarifarias deben cargar por separado el suministro de energía, la distribución y la capacidad de respaldo/reserva. De lo contrario, al implementar la GD renovable, los usuarios estarían gozando de beneficios por los que no pagan y obligarían a otros a cargar con dichos costos. Las políticas de Barbados necesitan de este tipo de estructura tarifaria.
- **Definir siempre límites máximos totales para los requisitos para acceder a las tarifas FIT.** Algunos aumentos en los precios que se pagan por la energía pueden justificarse por una mejora en la seguridad energética o en función de la sostenibilidad ambiental, entre otros beneficios. No obstante, esto no debería significar que no existan límites a los requisitos para acceder a las tarifas FIT. De lo contrario, puede verse afectada la calidad del servicio y pueden crearse costos impredecibles y no sostenibles que en última instancia se trasladarán a los usuarios. Un país debería decidir la cantidad total que se justifica para suministrar el nivel de seguridad energética deseado o alcanzar la sostenibilidad ambiental local pretendida (la atención que presta México a los beneficios económicos locales a la hora de definir los objetivos y los precios actualizados de ER parece seguir esta dirección).
- **Preferir siempre la facturación neta por sobre la medición neta.** El pago de un precio más alto puede justificarse en términos de costo-beneficio desde una perspectiva económica amplia. Sin embargo, la medición neta equivale a fijar las tarifas FIT a una tasa minorista (es decir, la tarifa comercial). Esta es la misma tarifa que debería disminuir a fin de aumentar la competitividad y producir un crecimiento económico sostenible. Al obligar la compra de energía a precios minoristas en vez de al costo (económico) evitado, un país impone costos adicionales a los hogares y empresas. Mediante un sistema de facturación neto, en cambio, un país podría emplear medidores bidireccionales para aplicar un precio más alto que se justifique en términos de costo-beneficio a la electricidad que venden los generadores, pero no más que ello.

Referencias

AIE (Agencia Internacional de Energía). 2002. *Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets*. París, Francia: Agencia Internacional de Energía.

———. 2009. *Chile Energy Policy Review*. París, Francia: Agencia Internacional de Energía.

Almonacid, A. B. y N. Nahuelhua. 2009. *Estimation of the Wind Potential and Costs of Wind Energy in the Coastal Range of Valdivia, Southern Chile*. Santiago de Chile: Instituto de Economía Agraria y Fundación Centro de los Bosques Nativos FORECOS.

Bauknecht, D. y G. Brunekreeft. 2008. "Distributed Generation and the Regulation of Electricity Networks". En: Sioshansi, F.P (editor), *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*. Oxford, Reino Unido: Elsevier.

BID (Banco Interamericano de Desarrollo). 2010. *Support to Sustainable Energy Framework for Barbados I, BA-L1022*. Washington, D.C.: BID. Disponible en <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=35232781>; <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35425963>.

———. 2011a. *Support for Sustainable Energy for Barbados (SEFB) II, BA-L1021*. Washington, D.C.: BID. Disponible en <http://www.iadb.org/en/projects/project,1303.html?id=BA-L1021>.

———. 2011b. *Promotion and Development of Local Wind Technologies in Mexico*. Washington, D.C.: BID.

Bloomberg. 2010. *Spain's solar deals on edge of bankruptcy as subsidies founder*. Disponible en: <http://www.bloomberg.com/news/2010-10-18/spanish-solar-projects-on-brink-of-bankruptcy-as-subsidy-policies-founder.html>.

BL&P (Barbados Light & Power). 2010a. *2010 Annual Report*. Barbados: BL&P.

———. 2010b. *Renewable Energy Rider*. Barbados: BL&P. Disponible en http://www.blpc.com.bb/bus_energyrider.cfm.

Cámara de Diputados del Congreso de la Unión de México. 2008. *Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Ley DOF 28-11-2008*. México, D.F.: Cámara de Diputados del Congreso de la Unión de México. Disponible en http://docs.mexico.justia.com/federales/ley_para_el_aprovechamiento_de_energias_renovables_y_el_financiamiento_de_la_transicion_energetica.pdf.

Castalia. 2011. *Options to Bring Down the Cost of Electricity in Jamaica*. Disponible en <http://www.castalia->

- advisors.com/files/Options_to_Bring_Down_Electricity_Costs_in_Jamaica_Castalia.pdf.
- CIRP (Proyecto de Reestructuración de la Industria de la Caña de Azúcar). 2007. *Feasibility study of a multi-purpose sugar cane processing facility*. Barbados: CIRP.
- CNE (Comisión Nacional de Energía de México). 2008a. *Política Energética—Nuevos Lineamientos*. Secretaría de Energía. México, D.F.: CNE.
- . 2008b. *Balance Nacional de Energía Eléctrica 2008*. México, D.F.: CNE. Disponible en http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/Balances_Energ.html.
- . 2008c. *Transmisión*. México, D.F.: CNE. Disponible en http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/Electricidad/Mercado_electricidad/transmision.html.
- CNE/GTZ. 2009. *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. México, D.F.: CNE.
- CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático). 1992. *United Nations Framework Convention on Climate Change*. Nueva York: Naciones Unidas. Disponible en http://unfccc.int/essential_background/convention/background/items/2853.php.
- Comisión Estatal de Energía de Baja California. 2011. *Vecindario Fotovoltaico Interconectado a la Red Eléctrica de CFE en Fraccionamiento Valle de las Misiones, Mexicali, B.C.* Mexicali: Comisión Estatal de Energía de Baja California.
- Congreso Nacional de Chile. 2008. *Ley 20.257*. Santiago de Chile: Congreso Nacional de Chile.
- Danilo, J., N. Kipreos y D. Watts. 2010. *Medición neta #8. Críticas al Proyecto de Ley 6424/2008 para la implementación de sistemas de medición neta en Chile*. Santiago de Chile: Grupo de Energía UC. Disponible en <http://smartgridchile.com/Documents/8%20Comparacion%20Proyectos%20Net%20metering%20Watts%20V05.pdf>.
- Danish Energy Agency. 2011. *Energy in Denmark*. Copenhagen: Danish Energy Agency. Disponible en <http://www.ens.dk>.
- EWEA (Asociación Europea de Energía Eólica). 2001. *Wind Energy: The Facts: Costs and Prices*. Bruselas: EWEA. Disponible en http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf.
- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety. 2009. *Erneuerbare-*

- Energie-Gesetz (EEG)*. Berlín: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety. Disponible en <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42934/>.
- FTC (Fair Trading Commission). 2010. *Order No. 002/09, 'In the matter of the Application by the Barbados Light & Power Company Limited for a Rate Review.'* (http://www.ftc.gov.bb/library/blip_app/2010-0217_final_tariff_ORDER_2009_ftc_and_barbados_light_and_power_co_ltd.pdf).
- Herrera, J.B. 2009. *Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico*. EIE561 – Distribución Eléctrica, PUCV.
- Johnson, T.M., C. Alatorre, Z. Romo y F. Liu. 2009. *Low-Carbon Development for Mexico*. Washington, D.C.: Banco Mundial.
- JPS (Jamaica Public Services Company, Limited). 2011. *Standard Offer Contract for the Purchase of As-Available Energy From Intermittent Renewable Energy Facilities Up to 100 kW*. Kingston, Jamaica: Jamaica Public Services.
- Justia México. 1975. *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (Art. 36 bis)*. México, D.F.: Justia México. Disponible en <http://mexico.justia.com/federales/leyes/ley-del-servicio-publico-de-energia-electrica/capitulo-v/>.
- Ministerio de Energía y Minería de Jamaica. 2008. *Draft Power Sector Policy*. Kingston, Jamaica: Ministry of Energy and Mining.
- Montamat & Associates. 2011. *Informe Mensual de Precios de la Energía*. Año VI. Vol. Nº 60. Buenos Aires: Montamat & Associates. Disponible en <http://www.montamat.com.ar/ultimo-informe.html>.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2011. *PV Watts*. Washington, D.C.: NREL. Disponible en <http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/>.
- OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets). 2002. *Distributed Generation—“The Way Forward”*. Londres: OFGEM. Disponible en http://www.ofgem.gov.uk/MEDIA/FACTSHEETS/Documents1/1102-factsheet0602_27feb.pdf. Londres, Reino Unido: Office of Gas and Electricity Markets.
- OUR (Oficina de Regulación de Servicios Públicos). 2000. *OUR Act*. Kingston, Jamaica: OUR.
- . 2001. *All-Island Electric Licence*. Condition 2. Kingston, Jamaica: OUR
- . 2005. *Regulatory Policy for the Electricity Sector: Guidelines for the Addition of Generating Capacity to the Public Electricity Supply System*. EIC 2005/08.1. Kingston, Jamaica: OUR.

-
- . 2006. *Guidelines for the Addition of Generating Capacity to the Public Electricity Supply System*. Kingston, Jamaica: OUR.
- . 2010a. *Generation Expansion Plan 2010*. Kingston, Jamaica: OUR.
- . 2010b. *Declaration of Indicative Generation Avoided Cost*. Kingston, Jamaica: OUR.
- . 2011. *Jamaica Public Service Company Limited – Annual Tariff Adjustment 2011*. Kingston, Jamaica: OUR.
- Perlack, B. y W. Hinds, W. 2003. *Evaluation of the Barbados Solar Water Heating Experience*. Barbados: Gobierno de Barbados.
- PNUD/ENDESACO (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo). 2010. *Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile. N-13 Temas de Desarrollo Humano Sustentable*. Nueva York: Naciones Unidas.
- Raven, R. y E. Van Der Vleuten. 2006. *Lock in and Change: Distributed Generation in Denmark in a long term Perspective*. Energy Policy 34. Oxford, Reino Unido: Elsevier.
- Rets Information. 2010. *Denmark Electricity Supply Act*. Copenhagen; Rets Information. Disponible en <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=132074>.
- Rudnick, H.V.D.W. 2010. *Energía solar: Estado de implementación en Chile*. Estudio de Tecnologías de generación E.R.N.CIEE3372-Mercados Eléctricos. Santiago de Chile : Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Sener (Secretaría de Energía). 2009a. *Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*. México, D.F.: Sener. Disponible en <http://www.cre.gob.mx/documento/1570.pdf>.
- . 2009b. *Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*. México, D.F.: Sener.
- . 2010a. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025*. México, D.F.: Sener. Disponible en http://www.sener.gob.mx/res/1825/SECTOR_ELECTRICO.pdf.
- . 2010b. *Resolución Núm. RES/054/2010 SENER. Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación en pequeña escala*. México, D.F.: Sener.
- . 2010c. *Estrategia Nacional de Energía*. México, D.F.: Sener. Disponible en <http://www.sener.gob.mx/res/1646/EstrategiaNacionaldeEnergiaRatificadaporelHCongresodelaUnion.pdf>.

SRES Legal. 2010. *Legal Sources on Renewable Energy, Denmark: Premium Tariff (Law on the Promotion of Renewable Energy)*. Berlín: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety Disponible en <http://www.res-legal.de/en>.

SYSTEP Ingeniería y Diseños. 2011. *Reporte Eléctrico SIC-SING*. Santiago de Chile: SYSTEP.

UE (Unión Europea). 2011. *Europe's Energy Portal. Electricity Households; Electricity Industry*. Bruselas: UE. Disponible en <http://www.energy.eu/>.

Vestas. 2011. *About Vestas*. Dinamarca: Vestas. Disponible en <http://www.vestas.com/en/about-vestas.aspx>.

WADE (World Alliance for Decentralized Energy). 2006. *World Survey of Decentralized Energy*. Edinburgo y Washington, D.C.: WADE. Disponible en http://www.localpower.org/documents/report_worldsurvey06.pdf.

Washington Post. 2011. "Solyndra loan: White House pressed on review of solar company now under investigation." Washington, D.C.: The Washington Post. Disponible en http://www.washingtonpost.com/politics/white-house-pushed-500-million-loan-to-solar-company-now-under-investigation/2011/09/13/gIQAr3WbQK_story.html?hpid=z1.