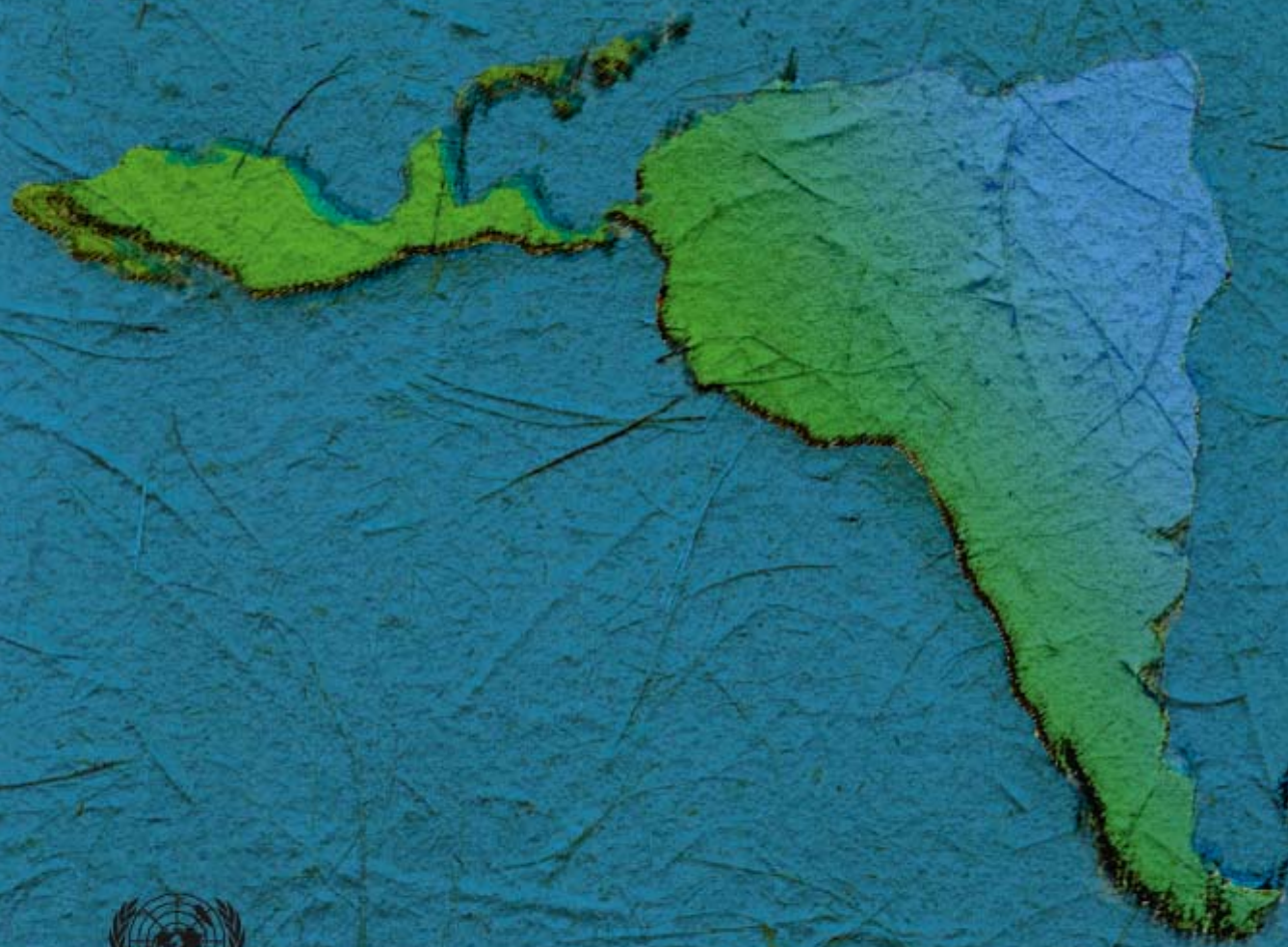


LAS ALIANZAS PÚBLICO-PRIVADAS EN ENERGÍAS RENOVABLES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Las alianzas público-privadas en energías renovables en América Latina y el Caribe

Manlio F. Coviello
Juan Gollán
Miguel Pérez



NACIONES UNIDAS



El documento ha sido elaborado bajo la coordinación de Manlio F. Coviello, Jefe de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la CEPAL.

El trabajo contó con los aportes sustantivos de Juan Gollán, consultor internacional, Miguel Pérez, Oficial de Asuntos Económicos y del propio Manlio F. Coviello.

El documento se enmarca dentro de los productos del plan de actividades del proyecto financiado con cargo a Cuenta para el Desarrollo de las Naciones Unidas: *Fortalecimiento de la seguridad energética y mejoramiento del acceso a los servicios energéticos mediante el establecimiento de asociaciones entre el sector público y el privado en materia de energía renovable*, coordinado a nivel mundial por la Comisión Económica y Social para Asia y el Pacífico (CESPAP) y ejecutado por la CEPAL en la región latinoamericana.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la organización.

Índice

I.	Introducción	5
II.	Estructura del mercado eléctrico en países de la región	7
A.	Argentina.....	7
1.	Segmentación del mercado eléctrico.....	7
2.	Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas	8
B.	Brasil.....	11
1.	Segmentación del mercado eléctrico.....	11
2.	Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas.....	12
C.	Chile.....	14
1.	Segmentación del mercado eléctrico.....	14
2.	Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas.....	14
D.	Colombia.....	17
1.	Segmentación del mercado eléctrico.....	17
2.	Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas.....	18
E.	México.....	19
1.	Segmentación del mercado eléctrico.....	19
2.	Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas.....	20
F.	Perú	21
1.	Segmentación del mercado eléctrico.....	21
2.	Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas.....	22
G.	Uruguay	23
1.	Segmentación del mercado eléctrico.....	23
2.	Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas.....	23
III.	Beneficios sociales y ambientales ligados al aprovechamiento de las Energías Renovables	25
A.	Cambio climático	25
B.	Acceso a energía moderna.....	27
IV.	Las alianzas público-privadas en energías renovables	29
A.	Definiciones y Modelos de PPP	30
B.	Encuesta global sobre PPP en energías sostenibles.....	32

V.	Estudios de casos sobre PPPs en energía renovables en la región	37
A.	Programas de incentivos a las energías renovables en la Región	37
B.	Ejemplos de proyectos PPPs en energías renovables en la Región	50
C.	Discusión	54
D.	Obstáculos existentes al desarrollo de proyectos de energía renovable a través PPP	56
E.	Mejores prácticas.....	57
VI.	Conclusiones	61
	Bibliografía	63

I. Introducción

La versatilidad de la electricidad, que puede ser transformada en calor, luz o movimiento mecánico, la hace una forma de energía muy valiosa. Es así que la electricidad puede ser utilizada para iluminar una casa, cocinar alimentos o hacer mover maquinas para procesos productivos. El acceso a la electricidad es por lo tanto crucial para el desarrollo humano y económico.

Entre los años 80 y 90s la región de América Latina y el Caribe atravesó un proceso de reformación importante de su sector eléctrico. En dicho proceso, la mayoría de los países de la región privatizaron parte o la totalidad de dicho sector que históricamente estuvo en manos del estado. De esta manera, las empresas privadas quedaron, en gran parte, a cargo de la generación, transmisión y distribución de la electricidad mientras que el gobierno se convirtió en regulador del sector a través de instituciones creadas específicamente con este fin. En líneas generales, este proceso y modelo fue en cierto modo exitoso y llevó a un mejoramiento del servicio. En la mayoría de los casos, este modelo se mantiene hasta hoy.

En el periodo 2003-2008, la región latinoamericana alcanzó un crecimiento económico anual promedio de casi 5%. Además, los países latinoamericanos han logrado resistir a la crisis económica y financiera mundial con mayor éxito que otras regiones del mundo y están mostrando signos de recuperación relativamente más rápidos¹. La OECD prevé que para el 2012 la región tendrá un crecimiento económico promedio de 4,1%². El crecimiento económico de los países lleva asociado el incremento en la demanda energética en la mayoría de sus formas, incluyendo la electricidad.

Si bien la región tiene una fuerte componente hídrica en su matriz energética, los combustibles fósiles son utilizados para generar casi la mitad de la demanda eléctrica de la región causando gases de efecto invernadero y, en algunos casos, representando un costo elevado e impredecible de la electricidad. Entre las fuentes renovables resalta la ya mencionada hidroeléctrica, mientras que las no convencionales ocupan aun hoy un lugar marginal en la matriz eléctrica de la región.

El elevado costo de inversión y mantenimiento, la complejidad en la construcción y retornos económicos no siempre altos que generalmente caracteriza los proyectos en energía renovable, plantean un desafío importante para el desarrollo de estos proyectos y la penetración de dicha tecnología en la región. Es por lo tanto necesario explorar mecanismos que puedan ayudar a superar este desafío, particularmente en la fase de financiamiento. Una forma de reducir la brecha de financiamiento es incorporando capitales privados a través de las asociaciones público-privadas (PPP, por sus siglas en inglés).

¹ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (2011). “Perspectivas Económicas de América Latina, 2011”.

² Idem.

Durante el proceso de privatización de la década de los 80 y 90, muchos países Latinoamericanos buscaron la participación del sector privado con el fin de incrementar la inversión en infraestructura controlando la deuda pública, así como para deshacer la verticalidad de los servicios e incrementar la eficiencia en la gestión. La privatización fue exitosa en aquellas áreas donde el sector público tuvo un fuerte marco normativo y donde se diseñaron proyectos sólidos y transparentes. En otros casos, la privatización tuvo menos éxito lo que se vio reflejado en renegociaciones frecuentes y conflictos entre las partes. A través del proceso de privatización, el estado cambió de rol pasando de ser un proveedor tradicional de bienes públicos a ser regulador del mercado.

Tradicionalmente, las Asociaciones Público-Privadas (Public-Private Partnerships, PPP] se definieron como un contrato legalmente vinculante entre gobierno y empresas privadas para la prestación de bienes y servicios, delegando las responsabilidades y riesgos mayormente al socio privado.

Actualmente, sin embargo, las PPP se están volcando a un modelo en donde los sectores público y privado se involucran en el proyecto durante todas las fases: construcción, financiación y operación, haciéndolo así más atractivo para el sector privado ya que los riesgos son también asumidos por el gobierno.

Un gran desafío para la región es lograr un desarrollo sustentable combinando crecimiento económico, seguridad energética, bienestar de las personas y cuidado por el medio ambiente. La seguridad energética se está volviendo un tema crucial en las agendas de políticas internas y externas debido al cambio climático y a la fluctuación de los precios del petróleo que impacta principalmente a los países en vías de desarrollo³. Las energías renovables pueden reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero en la generación de electricidad como así también la dependencia de combustibles importados. Varios países de la región, particularmente en América del Sur, han puesto en marcha programas para fomentar el uso de energías renovables no convencionales en la producción de electricidad.

La mayoría de estos programas están en fase de implementación aunque se pueden identificar ya algunos aspectos a mejorar como el acceso al crédito, y la transparencia y facilidad en los procesos. Dichos programas tienen en común la participación del estado como regulador y promotor, y en algunos casos, también como garante y proveedor de financiamiento; mientras que el sector privado cumple un rol primordial en la realización y operación de la obra.

Este modelo de asociación entre el sector público y privado parece estar dando resultados positivos en la promoción de las energías renovables no convencionales mostrando un significativo incremento de las mismas a partir de la implementación de dichos programas a inicios de la última década.

Este informe intenta destacar la importancia de la participación privada para incrementar el uso de energías renovables no convencionales en proyectos de mediana y gran magnitud, generalmente conectados a una red nacional de distribución. Para tal fin, se hace una breve explicación de la segmentación del mercado eléctrico en algunos países-target (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú y Uruguay), y se identifican a los actores principales del sector eléctrico. Así mismo, se mencionan los aspectos ambientales y sociales relevantes a la energía eléctrica, particularmente el cambio climático y el acceso a la electricidad, destacando el rol clave que las energías renovables pueden jugar en dichos aspectos.

Seguidamente se presenta una sección dedicada a las PPP incluyendo estudios de caso de los programas que se están realizando en la región para promover las energías renovables no convencionales, como así también de emprendimientos concretos que tienen en común la participación pública y privada. Adicionalmente, se hace una breve reseña sobre las mejores prácticas para el desarrollo de PPP, culminando con una sección de discusión y conclusiones finales.

La investigación de este informe se llevó a cabo mediante la recolección de información accesible públicamente, así como a través de encuestas y entrevistas realizadas a personas claves dentro de los entes gubernamentales encargados del sector eléctrico de 13 países de América Latina y el Caribe, que fueron identificadas e inicialmente contactadas por la CEPAL.

La información recolectada fue analizada y seleccionada, refiriéndose a los contactos gubernamentales para completar y profundizar la información de acuerdo a lo necesario. La información recopilada y analizada se presenta abajo.

³ Sánchez, T. (2010). "The Hidden Energy Crisis, How Policies are Failing the World's Poor". Practical Action Publishing.

II. Estructura del mercado eléctrico en países de la región

A. Argentina

1. Segmentación del mercado eléctrico

A principios de la década del 90 el sector eléctrico en Argentina experimenta un proceso de transformación y reorganización importante a causa de la privatización de varias empresas estatales encargadas de generar, distribuir y transportar la energía eléctrica. Actualmente, el sector eléctrico está segmentado entre actores encargados de la generación, transmisión y distribución. La generación tiene lugar en un mercado competitivo y mayormente liberalizado. Los sectores de la transmisión y distribución, por otro lado, se encuentran mayormente regulados y son menos competitivos que el sector de la generación.

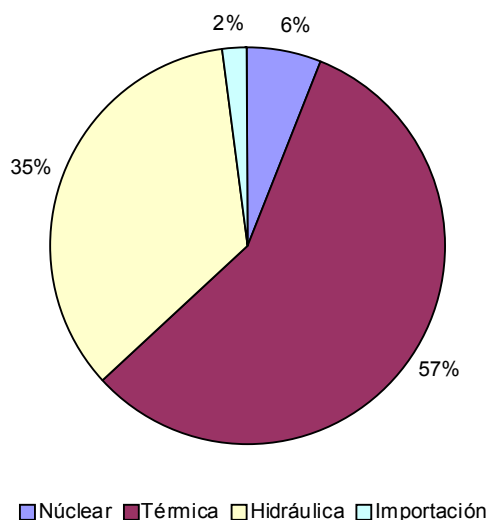
La segmentación de la cadena productiva establece limitaciones a la propiedad en escalones sucesivos. Así, por ejemplo, un transportista de energía eléctrica no puede ser a su vez generador o distribuidor. Esta segmentación sirve como herramienta para defender a los usuarios, evitando la conformación de monopolios u oligopolios que traigan como consecuencia que un grupo económico haga abuso de una posición dominante, y obtenga así una renta diferencial⁴.

Argentina cuenta con dos sistemas interconectados para la distribución eléctrica. El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) cubre las zonas norte y central del país mientras que el Sistema Interconectado Patagónico (SIP) cubre el sur del país. Ambos sistemas están integrados desde el 2006.

La generación eléctrica en el país se basa principalmente en centrales térmicas, hidroeléctricas y nucleares, con una pequeña fracción importada gracias a acuerdos binacionales con Brasil y Paraguay (ver Gráfico 1).

⁴ Zambon, F. y Gómez, R. (2006). “La segmentación vertical en el Marco Regulatorio Eléctrico Argentino”. Presentación para Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, Argentina 2006.

GRÁFICO 1
PORCENTAJE DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA SEGÚN FUENTE, 2010



Fuente: CAMMESA 2010.

El fuerte crecimiento económico vivido por el país desde la recesión económica del 2001 ha llevado a un incremento de la demanda eléctrica en relación al crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI)⁵. La creciente demanda eléctrica está impulsando el aumento de la producción energética como así también la expansión y mejoramiento de las redes de distribución en el país. Argentina posee un elevado porcentaje de electrificación (95%), pero una proporción importante de su población rural (30%) carece de servicio eléctrico aún⁶.

El Programa Nacional de uso Racional de la Energía (PRONUREE) tiene como objetivo concientizar a la población en el rol que tiene la sociedad, y de cada decisión que tomamos a diario, para lograr un uso más racional de la energía. El programa apunta a los sectores residencial, industrial, agropecuario y de transporte, sea público o privado⁷.

2. Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas

La Secretaría de Energía, dependencia del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, está a cargo de las políticas sectoriales, mientras que el Ente Regulador de la Energía – ENRE tiene a cargo la supervisión y regulación general de la actividad eléctrica – generación, transmisión y distribución. Por último, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) agrupa a generadores, transportistas, distribuidores de energía eléctrica y grandes consumidores, y está a cargo de planificar la operación del Sistema Interconectado para cubrir la demanda con un nivel de reserva acordado entre las partes. El cuadro 1 resume las funciones y responsabilidades de las partes relevantes a la actividad eléctrica.

⁵ Basado en estadísticas de CAMMESA (2010) sobre la evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs. PBI.

⁶ Instituto Nacional de Tecnología Industrial (2008).

⁷ Secretaría de Energía. Visto el 16 de Julio, 2011 de <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2892>.

CUADRO 1
FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES RELEVANTES A LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA EN ARGENTINA.

Ente	Funciones principales	Responsabilidades
Secretaría de Energía	Políticas sectoriales	<ul style="list-style-type: none"> • Elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de Energía. • Estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y otros combustibles. • Conducir las acciones tendientes a aplicar la política sectorial con respeto por el medio ambiente. • Efectuar la propuesta y control de la ejecución de la política nacional de hidrocarburos y carbón mineral y otros combustibles. • Promover y supervisar la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del ambiente en todas las etapas de la industria petrolera.
Ente Nacional Regulador de la Electricidad - ENRE	Supervisión y regulación general de la industria eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Hacer cumplir los contratos de concesión. • Controlar la calidad de servicio • Velar por la protección de la de la propiedad el medio ambiente y la seguridad pública. • Dictar reglamentos en materia de seguridad normas técnicas y calidad de servicio. • Autorizar las ampliaciones del sistema de transporte. • Autorizar la utilización de la capacidad de transporte existente. • Organizar y aplicar un régimen de audiencias públicas y dar a publicidad sus decisiones. • Reglamentar y controlar la aplicación de sanciones por violaciones a las disposiciones vigentes. • Establecer las bases para el cálculo de tarifas reguladas y controlar su aplicación • Prevenir conductas anticompetitivas monopólicas o discriminatorias.
Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)	Administrar el mercado eléctrico mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • Administrar las transacciones económicas en el MEM (en particular, recaudar entre todos los usuarios del sistema de transporte los pagos que deben efectuar para cubrir los costos de la función de transporte y pagar a los Transportista su remuneración). • Analizar las solicitudes de acceso y de ampliaciones. • Evaluar la participación de los usuarios en los beneficios de la ampliación. • Coordinar la instalación de equipamientos de control. • Realizar propuestas para la optimización del SADI. • Suministrar al ENRE la información requerida para el control de la calidad de servicio a los concesionarios del sistema transporte. • Planificar la operación óptima del sistema, incluyendo la coordinación de los mantenimientos en el sistema de transporte, de manera tal que en ningún momento algún área pueda tener un déficit en su suministro. Para eso cada tres meses se realiza una reunión con todos los Transportistas y los Generadores. • Coordinar la operación de todo el sistema argentino de interconexión. Supervisar el despacho de potencia reactiva. • Analizar las perturbaciones que se produzcan en el sistema para encontrar las causas y proponer soluciones.

(continúa)

Cuadro 1 (conclusión)

Ente	Funciones principales	Responsabilidades
Consejo federal de Energía Eléctrica (CfEE)	Administrador y asesor en temas relacionados a las políticas sectoriales	<ul style="list-style-type: none"> • Administrar fondos específicos para el sector eléctrico. • Asesorar al Poder Ejecutivo Nacional y Gobiernos Provinciales sobre la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. • Aconsejar modificaciones a la legislación pertinente.
Empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA)	Ejecución de proyectos y titularidad para concesiones de explotación de recursos energéticos	<ul style="list-style-type: none"> • Exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados. • Prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlos, procesarlos, refinarlos, comprarlos. • Generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica y realizar actividades de comercio vinculadas con bienes energéticos.
Productores, transportistas y distribuidores privados		

Fuente: Elaborado por los autores.

La Ley 24.065 da el Marco Regulatorio a la Industria Eléctrica, estableciendo la segregación de las actividades entre diferentes agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): generadores, distribuidores, grandes usuarios y transportistas de la energía eléctrica.

Las tarifas eléctricas las define la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), quien está encargado de controlar los cuadros tarifarios establecidos a nivel nacional. Cada Provincia tiene un mecanismo equivalente de controlador de los cuadros tarifarios definidos en cada jurisdicción. La legislación establece que las tarifas deben ser justas, debiendo posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia y eficacia.

El régimen tarifario nacional establece tarifas máximas para periodos tarifarios determinados (de 10 años el primero y de 5 años los sucesivos), tomando en cuenta los costos de adquisición en el MEM y los costos propios de distribución – operación, mantenimiento y gastos de comercialización de las redes. Durante dicho periodo, las tarifas están sujetas a ajustes únicamente según las variaciones en los costos de compra de energía y su transporte en el MEM.

La tasa de rentabilidad con que se calculan las tarifas máximas futuras tiene relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa de acuerdo a un promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente

Las tarifas son sujetas a ajustes trimestralmente. Las variables que inciden en el cálculo de los valores tarifarios y que calcula trimestralmente CAMMESA incluyen: el precio estacional de la potencia despachada base y de confiabilidad, el precio estacional de la reserva de potencia, el precio estacional de los servicios asociados a la potencia, el precio estacional de la energía en los horarios de punta, el cargo estacional por energía adicional y cargos fijos de transporte en la red nacional.

B. Brasil

1. Segmentación del mercado eléctrico

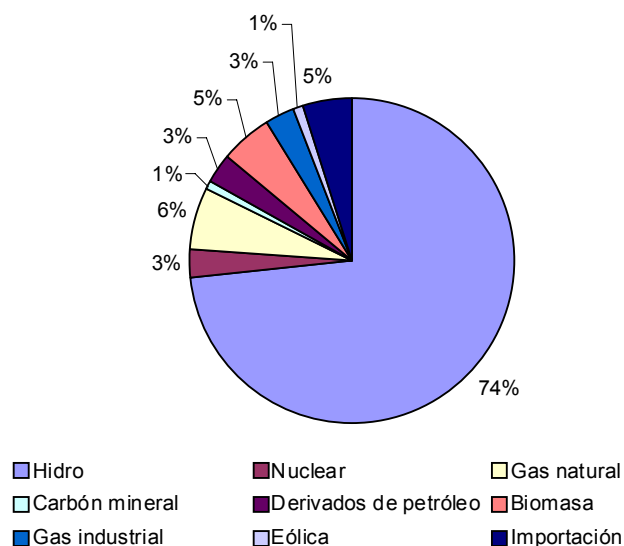
En 1996 Brasil inició un proceso de reestructuración del sector eléctrico el cual resalto la necesidad de dividir los segmentos de generación, transmisión y distribución de electricidad como así también incentivar la competencia en los segmentos de generación y comercialización, y mantener bajo reglamentación del Estado a los sectores de distribución y transmisión de energía eléctrica por ser considerados como monopolios naturales.

Este proceso llevó a la creación de un órgano regulador (Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL), de un operador para el sistema eléctrico nacional (Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS) y una plataforma para la realización de las transacciones de compra y venta de energía eléctrica (Mercado Mayorista de Energía Eléctrica – MAE). La crisis energética sufrida por el país en el 2001, debido a niveles muy bajos en las represas a causa de escasez de lluvias, dio lugar a un nuevo modelo del sector eléctrico con nuevas instituciones a cargo de la planificación, monitoreo de la seguridad en el suministro de energía eléctrica y la comercialización de esta. Ver gráfico 2.

El estado federal mantiene una participación importante en la generación, a través de la propiedad de las principales empresas de generación hidráulica (el 80% de la generación permanece en manos del Estado a través de la empresa estatal Eletrobras).

Como se aprecia en el Gráfico 2, la hidroelectricidad ocupa un rol primordial en la matriz eléctrica brasilera con un 74% de la producción proveniente de esa fuente. El remanente de la matriz está bien diversificado entre combustibles fósiles, biomasa y nuclear. Cabe destacar que la presencia de energías renovables en la matriz eléctrica brasilera es mayor a la media mundial y a la de la OECD⁸. En el 2008, la cobertura eléctrica alcanza el 95% del país según datos de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

GRÁFICO 2
PORCENTAJE DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN BRASIL SEGÚN FUENTE, 2010



Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Brasil.

⁸ Ministerio de Energía y Minas de Brasil (2010).

2. Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas

El Nuevo Modelo del Sector Eléctrico Brasileño creó nuevas instituciones y alteró funciones de algunas instituciones ya existentes.

El organismo regulador de la electricidad es ANEEL quien tiene como funciones regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, conforme a las políticas y directrices del gobierno federal. ANEEL tiene competencia también en el otorgar los derechos de explotación de servicios eléctricos.

A raíz de diversas crisis energéticas en el país, en el 2004, el Gobierno Federal decidió implementar un nuevo modelo para el sector eléctrico por medio de la Ley 10.847 y 10.848, manteniendo la formulación de políticas para el sector eléctrico como una atribución del Poder Ejecutivo, a través de MME, con el asesoramiento del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y el Congreso Nacional. El Cuadro 2 resume los actores principales del sector eléctrico como así también sus funciones y responsabilidades.

CUADRO 2
FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES RELEVANTES A LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA EN BRASIL

Ente	Funciones principales	Responsabilidades
Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)	Regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Regular los precios y otros aspectos de la industria eléctrica. Llevar a cabo subastas para otorgar concesiones a empresas eléctricas. Supervisar los contratos de concesión.
Ministerio de Energía y Minas (MME)	Dirigir las políticas energéticas del país	<ul style="list-style-type: none"> Formular e implementar políticas para el sector energético, de acuerdo con las pautas definidas por el CNPE. Liderar la planificación del sector energético nacional. Monitorear la seguridad del suministro del Sector Eléctrico Brasileño. Definir acciones preventivas para restaurar la seguridad de suministro en el caso de desequilibrios entre oferta y demanda de energía.
Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)	Acompañar y evaluar la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio nacional.	<ul style="list-style-type: none"> Supervisar el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica Evaluar las condiciones de abastecimiento y de atención, y realizar análisis de seguridad periódicamente Identificar dificultades y obstáculos que afecten la regularidad y la seguridad de abastecimiento y expansión del sector Elaborar propuestas para ajustes y acciones preventivas que puedan restaurar la seguridad en el abastecimiento y en la atención eléctrica.
Departamento de Desarrollo Energético (DDE)	Coordinador de desarrollo de energías alternativas	<ul style="list-style-type: none"> Coordinar las acciones y planes estratégicos para aplicar las políticas nacionales de desarrollo de energías alternativas, eficiencia energética y la sostenibilidad ambiental.
Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE)	Acompañar y evaluar la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio nacional.	<ul style="list-style-type: none"> Supervisar el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica Evaluar las condiciones de abastecimiento y de atención. Identificar dificultades y obstáculos que afecten la regularidad y la seguridad del abastecimiento y expansión del sector

(continúa)

Cuadro 2 (conclusión)

Ente	Funciones principales	Responsabilidades
Empresa de Investigación Energética (EPE)	Prestar servicios en el área de estudios e investigaciones destinadas a subsidiar la planificación del sector energético.	<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar propuestas para ajustes y acciones preventivas que puedan restaurar la seguridad en el abastecimiento y en la atención eléctrica. • Realizar estudios y proyecciones de la matriz energética brasileña, ejecución de estudios que propicien la planificación integrada de recursos energéticos • Desarrollar estudios que propicien la planificación de expansión de la generación y de la transmisión de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazos. • Realizar análisis de factibilidad técnico-económica y socio-ambiental de plantas, así como la obtención de la licencia ambiental previa para aprovechamientos hidroeléctricos y de transmisión de energía eléctrica.
Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS)	Operar, supervisar y controlar la generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional y administrar la red básica de transmisión de energía eléctrica en Brasil.	<ul style="list-style-type: none"> • Atender los requisitos de carga, optimizar costos y garantizar la confiabilidad del sistema, definiendo también las condiciones de acceso a la red de transmisión en alta tensión del país.
Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE)	Regular el Mercado Eléctrico Mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • Verificación del Precio de Liquidación de Diferencias • Contabilizar los montos de energía eléctrica comercializados. • Llevar a cabo la liquidación financiera de los valores resultantes de las operaciones de compra y venta de energía eléctrica realizada en el mercado de corto plazo. • Realizar subastas de compra y venta de energía por delegación de ANEEL.
Electrobras	Implementación de proyectos. Tiene a cargo la ejecución del Programa de Incentivo para Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA)	<ul style="list-style-type: none"> • Explotación y servicios en generación, transmisión y distribución de electricidad.
Productores privados		

Fuente: Elaborado por los autores.

Entre los años 70 y 90, Brasil tenía una tarifa única de energía eléctrica lo que garantizaba la remuneración de las concesionarias, independientemente de su eficiencia. Esto condujo a que las empresas menos eficientes fueran mantenidas por aquellas más eficientes, y por el Estado Federal.

Este esquema tarifario no incentivaba a las empresas a mejorar la eficiencia y a realizar nuevas inversiones en el sector, llevando a un estancamiento de este. En este contexto surge la Ley 8.631/1993 por la cual el precio de la electricidad pasa a tomar en cuenta las características específicas de cada área de concesión.

De esta manera, peculiaridades tales como distancia de distribución, el tamaño del mercado, el costo de generación y los impuestos estatales entre otras pasaron a ser parte fundamental en el cálculo de las tarifas eléctricas en el país. El costo de la electricidad no puede superar un precio máximo (o “Precio Techo”) el cual es definido por ANEEL, encargado de regularizar las tarifas eléctricas en el país. La tarifa eléctrica en Brasil se distribuye aproximadamente en: 31% compra de energía, 6% transmisión, 29% distribución, y 33% impuestos⁹.

⁹ Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2008) “Por dentro da conta da luz”.

C. Chile

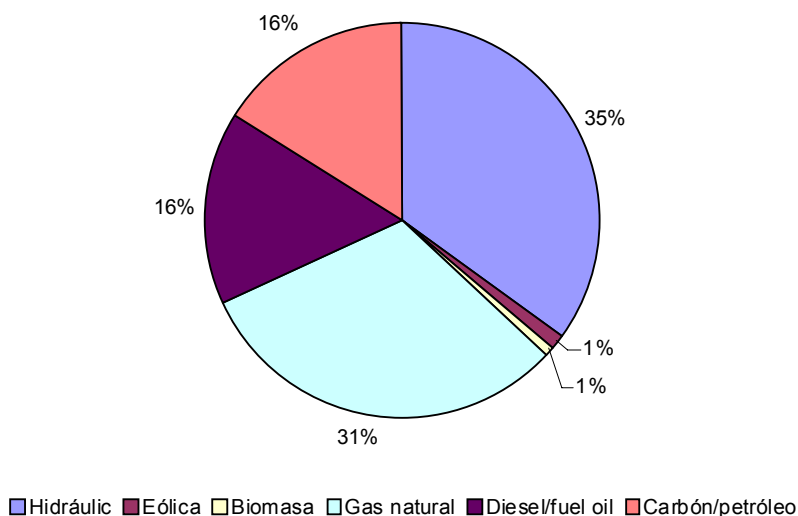
1. Segmentación del mercado eléctrico

En el año 1982 Chile promulga la ley DFL No 1/1982 a través de la cual se introduce la competencia y privatización del sector eléctrico descentralizando la producción, transmisión y distribución de la electricidad¹⁰, un modelo innovador para la región. Se fomenta así que las empresas de generación puedan suscribir libremente contratos de abastecimiento con clientes y empresas distribuidoras¹¹.

Como se muestra en el Gráfico 3, la producción de electricidad en Chile está dominada por fuentes térmicas con una participación del 35% de fuentes hidráulicas y un 1% de eólica.

El país cuenta con cuatro sistemas interconectados: Central, Norte Grande, Magallanes y Aysén. Acorde a la actividad productiva del país, el mayor consumo de energía eléctrica se debe a la actividad minera seguida por otras industrias, el sector residencial y el comercial y público. La actividad minera a gran escala se encuentra mayormente en el norte del país¹² donde la electricidad es generada principalmente por centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles tales como carbón, líquidos y gas natural.

GRÁFICO 3
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN CHILE SEGÚN FUENTE, 2010



Fuente: Elaboración propia a través de datos de la Comisión Nacional de Energía.

2. Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas

En Febrero de 2010, Chile crea el Ministerio de Energía con funciones, entre otras, en las áreas de mercado energético, energías renovables, eficiencia energética, medio ambiente y desarrollo sustentable, acceso a la energía rural y socialmente, estudios y desarrollo energético.

Además del Ministerio de Energía, otras instituciones claves del sector incluyen la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), el Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos y los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). El Cuadro 3 da detalle sobre las funciones y responsabilidades de estos y otros actores del sector eléctrico.

¹⁰ Aguirre, F. (2009). "Sector Eléctrico en Chile, Evolución del Negocio y sus Precios". Presentación para Conferencia Banco BCIE. Antofagasta, Chile, 30 Septiembre 2008.

¹¹ Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH (2009). "Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno".

¹² Ministerio de Minería de Chile.

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria, cuando el mercado no es capaz de dar soluciones a costos razonables en segmentos donde es socialmente conveniente otorgarlas.

Tanto la distribución como la transmisión son monopolios naturales, y la ley establece procedimientos para determinar las tarifas (o “peajes”) que deben pagar los usuarios de las redes. Por el contrario, las economías de escala no son importantes en generación y es posible la competencia.

CUADRO 3 FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES RELEVANTES A LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA EN CHILE.

Ente	Funciones principales	Responsabilidades
Ministerio de Energía	Políticas sectoriales	<ul style="list-style-type: none"> • Preparar, dentro del marco del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía y proponerlos al Presidente de la República para su aprobación; • Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector; • Contratar con personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, los estudios generales relacionados con el funcionamiento y desarrollo integral del sector, así como los de pre-factibilidad y factibilidad que sean necesarios para la formulación y ejecución de los planes y políticas energéticas; • Elaborar, coordinar, proponer y dictar según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sea necesario dictar para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general así como para la eficiencia energética. • Fijar, mediante resolución, los estándares mínimos de eficiencia energética que deberán cumplir los productos, máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales que utilicen cualquier tipo de recurso energético, para su comercialización en el país; • A través de la División de Energías Renovables no Convencionales: • Desarrollar las políticas del sector analizando y fomentando los mercados de energías renovables no convencionales.
Ministerio de Economía	Regulación de tarifas	<ul style="list-style-type: none"> • Fijar las tarifas de distribución eléctrica, • Fijar los precios de nudo • Resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC • Otorgar las concesiones definitivas previo informe de la SEC. •
La Comisión Nacional de Energía (CNE)		<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional • Asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos). • Informa al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los CDEC, a objeto que dicho ministerio resuelva.
Centro de Energías Renovables (CER)/ Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)	Información y promoción	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyo de Proyectos de Energías Renovables no Convencionales (ERNC): • Atender inquietudes de actores del mercado, generando documentos técnicos, organizando mesas de trabajo y orientando el desarrollo de futuras iniciativas.

(continúa)

Cuadro 3 (conclusión)

Ente	Funciones principales	Responsabilidades
		Promoción y Difusión de ERNC: <ul style="list-style-type: none"> Difusión de las ERNC a nivel nacional, a través de cursos, talleres, seminarios, capacitaciones, encuentros y actividades relacionadas, con el objeto de formar capacidades y educar a la comunidad. Centro de Información <ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento y generación de antecedentes relacionados con el mercado, tecnología y desarrollo de ERNC.
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	Vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.	<ul style="list-style-type: none"> Fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas. Otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica. Resolver conflictos, autorizar servidumbres, amonestar y aplicar multas entre otras.
Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	Coordina el mercado eléctrico mayorista	<ul style="list-style-type: none"> Organismos sin personería jurídica, integrados por las principales empresas generadoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico. Encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía que se producen entre todos los generadores.
Generadores, transportistas y distribuidores privados		

Fuente: Elaborado por los autores.

La legislación Chilena vigente para la fijación de precios de la electricidad establece como primordial que las tarifas reflejen los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Por otro lado, hay sectores donde las características del mercado son de monopolio natural (por ejemplo entre los usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW) y por lo tanto afectados a regulación de precios.

Para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo, cliente libre. Cabe destacar que los aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir si adherirse al régimen libre o al regulado.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados "Precios de Nudo" que son definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;

2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Existen tres mercados en donde los generadores pueden comercializar su energía y potencia:

1. Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
2. Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y
3. El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, se calcula sumando el Precio de Nudo, el Valor Agregado de Distribución, y el Cargo Único por uso del Sistema Troncal.

D. Colombia

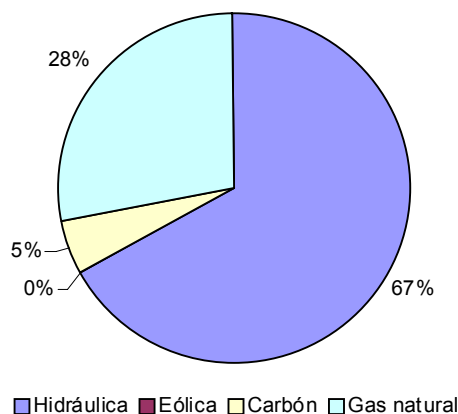
1. Segmentación del mercado eléctrico

En 1994 se aprobó un nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico mediante leyes que dieron la posibilidad de participación a las empresas privadas y crearon entidades públicas para la regulación del sector.

La Ley 143 reafirmó la posibilidad de participación privada en los negocios eléctricos, creando un mercado mayorista de la electricidad y definiendo los procedimientos y mecanismos para regular las actividades del sector. La industria eléctrica se dividió en cuatro actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización), quedando cada una de ellas bajo una regulación específica. Los segmentos de generación y comercialización se definieron como competitivos (o potencialmente competitivos), mientras que las actividades de transmisión y distribución quedaron definidas como monopolios sujetos a regulación. Se estableció como regla general la introducción de competencia donde fuera posible y la regulación de las actividades monopolísticas.

Colombia llevo a cabo así la reorganización de su mercado eléctrico pasando de un esquema de provisión pública a uno con una fuerte presencia de la participación privada competitiva en la generación y comercialización, como así también en el transporte y distribución identificados como naturalmente monopólicos por lo que son regulados a través de organismos gubernamentales creados con ese fin. El gobierno paso así a cumplir el rol de regulador creando un organismo regulador (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG) y un organismo de control (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD).

GRÁFICO 4
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA SEGÚN FUENTE, 2009



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Como se aprecia en el Gráfico 4, la mayoría de la generación eléctrica en Colombia es a base de fuentes hidráulicas seguida por gas natural y carbón. La eólica y las otras (que incluyen ciclos combinados de centrales eléctricas) se encuentran muy por debajo de las otras.

2. Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas

Colombia cuenta con un número de entidades público y privadas que participan en el sector eléctrico. El Ministerio de Minas y Energía engloba a las unidades de planeación y regulación del sector, mientras que en el mercado mayorista se ven actores del sector privado primordialmente. El Cuadro 4 presenta las funciones y responsabilidades de estos y otros actores del sector eléctrico.

CUADRO 4
FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES RELEVANTES A LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Ente	Funciones principales	Responsabilidades principales
Ministerio de Minas y Energía	Dirección/Políticas sectoriales	A cargo de las políticas sobre generación, transmisión, interconexión, distribución. Establecimiento de normas técnicas en materia de energía eléctrica, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas.
Unidad de Planeación Minero Energéticas (UPME)	Planeación	Establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país. Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos minero-energéticos existentes, convencionales y no convencionales Elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del sector eléctrico. Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector minero-energético. Diseñar y establecer de manera prioritaria los planes, programas y proyectos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Regulación del sector y fijación de tarifas	Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten. Vigilar el cumplimiento de las regulaciones por parte de las empresas privadas que brinden servicio público. Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos. Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.
Consejo Nacional de Operación	Operadores del mercado	Acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica Ejecutor del Reglamento de Operación.
Superintendencia de servicios públicos	Control y vigilancia	Vigila y controla que: Las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios cumplan con las leyes vigentes. Que las Empresas de Servicios Públicos cumplan con los indicadores de gestión señalados por las Comisiones de Regulación. Que las obras, equipos y procedimientos cumplan con los requisitos técnicos señalados por los Ministerios.

(continúa)

Cuadro 4 (conclusión)

Ente	Funciones principales	Responsabilidades principales
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP	Planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional	Brindar servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la administración del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) de energía eléctrica en el Mercado Mayorista Liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional
Comité Asesor de Comercialización (CAC)	Asesoramiento en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.	Asesorar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en: Seguimiento del SIC incluyendo índices de desempeño del Administrador del SIC. Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC Analizar y recomendar cambios a las reglas comerciales de la Bolsa y de la actividad de comercialización en el mercado mayorista. Realizar el seguimiento general de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC.
Generadores, trasmisores, distribuidores y comercializadores		

Fuente: Elaborado por los autores.

Desde el punto de vista del marco regulatorio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) da un tratamiento de libre competencia a las empresas que participan en la generación y comercialización, y de monopolio a las que participan en el negocio de transmisión y distribución.

Las tarifas de la energía eléctrica son reguladas por la CREG, mediante resoluciones que en principio tienen vigencia por cinco años. La tarifas definidas en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), tiene como base de cálculo el costo unitario (CU) de la provisión, el cual toma en cuenta la sumatoria del costo por unidad de la generación, transmisión, distribución, comercialización y pérdidas del sistema. El CU también toma en cuenta si el consumo es residencial o industrial. Para el caso residencial, el costo por la electricidad es estratificado, siendo subsidiado para los consumidores de bajos recursos, incrementándose a través de sobretasas a aquellos con mayor ingreso y consumo.

En la provisión del servicio eléctrico participan cuatro actores (generación, transmisión, distribución y comercialización) que enfrentan distintas condiciones de mercado, lo cual lleva a que el regulador considere criterios especiales para cada uno de ellos a la hora de definir el costo unitario. Las tarifas se actualizan de acuerdo con los índices de precios que define la CREG.

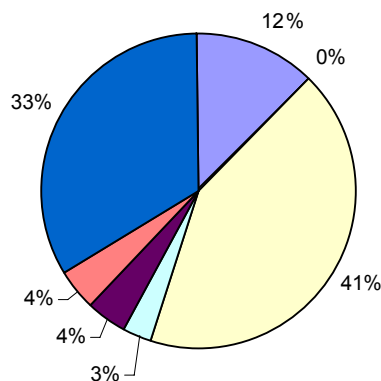
E. México

1. Segmentación del mercado eléctrico

Si bien la participación privada en el sector eléctrico mexicano incremento desde la reforma de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, el estado sigue teniendo la mayoría de participación en dicho sector, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), creada en 1937 con el objetivo de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Las compañías eléctricas paraestatales (CFE y LFC) representan el 76% de la capacidad instalada, mientras que la participación privada (PIE, autoabastecimiento y cogeneración) es del orden del 20%. En total, los productores externos suman el 23.9% de la capacidad de generación instalada en México, incluyendo a PEMEX. Cabe señalar que antes de la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1993, la participación privada estaba limitada, alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 600 MW en 1992. Desde entonces la expansión del sector eléctrico mexicano se ha basado en la participación privada.

GRÁFICO 5
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO SEGÚN FUENTE, 2011



■ Hidráulica ■ Eólica ■ Hidrocarburos ■ Geotermia ■ Carbón ■ Nuclear ■ Productores independientes (termoeléctrica)

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

2. Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas

México cuenta con una cartera reducida y bien definida de actores en el sector eléctrico. Como se indica en el Cuadro 5, la Secretaría de Energía está a cargo de las políticas sectoriales mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) está a cargo de regular a los productores eléctricos privados. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa en mayor parte la energía eléctrica del país. La CFE es también la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional. Cabe destacar que el 22.68% de la capacidad instalada en el país corresponde a Productores Independientes de Energía, siendo el resto de la CFE.

CUADRO 5
FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES RELEVANTES A LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA EN MÉXICO

Ente	Función	Responsabilidades
Secretaría de Energía	Políticas sectoriales	Aprobar los instrumentos de regulación entre permisionarios de generación e importación de energía eléctrica y los suministradores del servicio público. Otorgamiento de permisos para la generación de energía eléctrica Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica. Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica y para los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.
La Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Regulador del sector eléctrico	Regular las industrias de gas natural y electricidad de los productores privados de energía
Comisión Federal de Electricidad (CFE)	Compañía eléctrica estatal	Genera, transmite, distribuye y comercializa la mayoría de la energía eléctrica del país.
Productores Independientes de Energía	Compañías eléctricas	Generación de energía eléctrica.

Fuente: Elaborado por los autores.

Las tarifas eléctricas están sujetas a ajustes mensuales con excepción de las tarifas domésticas (excepto aquellas de alto consumo), la agrícola, y las de servicios públicos las cuales se calculan basándose en factores fijos, mientras que las otras basándose en factores variables.

Los factores fijos se autorizan mediante acuerdos específicos y toman en cuenta la estimación de la evolución inflacionaria esperada. Por su parte, los ajustes variables se basan en sobre todo en el precio de los combustibles fósiles.

Las instituciones involucradas en el desarrollo de proyectos de energías renovables son la CRE y la CFE principalmente, aunque el sector privado puede ejecutarlos en el esquema de autoabastecimiento según sus plazos e intereses.

La CFE, a través de su programa de obras e inversiones¹³, planea a 15 años sus requerimientos de capacidad y transmisión para suministrar la demanda eléctrica nacional y en dicho documento se identifican las tecnologías que requerirá CFE en las diferentes regiones donde se prevé expansión en la demanda. En dicho documento se indica un total de 540 MW de potencia geotérmica y 809.2 MW de eólico que se encuentran en fase de licitación, factibilidad o pre-factibilidad.

F. Perú

1. Segmentación del mercado eléctrico

Al igual que muchos países en la región, Perú inició un proceso de reformación del sector eléctrico a principios de los años noventa a través de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 que dio lugar a la privatización del sector en tres pilares: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica¹⁴. A partir de estos cambios, el Estado paso a cumplir una labor básicamente normativa, supervisora y de fijación de tarifas creando una institución reguladora denominada OSINERG (hoy OSINERGMIN ya que se le agregó una componente para la actividad minera) encargada de regular la estructura tarifaria¹⁵.

La generación eléctrica en Perú se produce por fuentes térmicas e hidráulicas como se muestra en el Gráfico 6.

En los últimos cinco años la demanda de electricidad ha tenido un crecimiento promedio anual de 8% debido entre otros aspectos al intenso desarrollo de la actividad minera y manufacturera por lo que existe la necesidad de acelerar la ejecución de nuevos proyectos para asegurar el abastecimiento de electricidad¹⁶.

El transporte de la energía eléctrica se realiza por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con una pequeña porción del país (1.9%) con sistemas aislados en donde empresas eléctricas privadas están a cargo de la generación, transmisión y distribución.

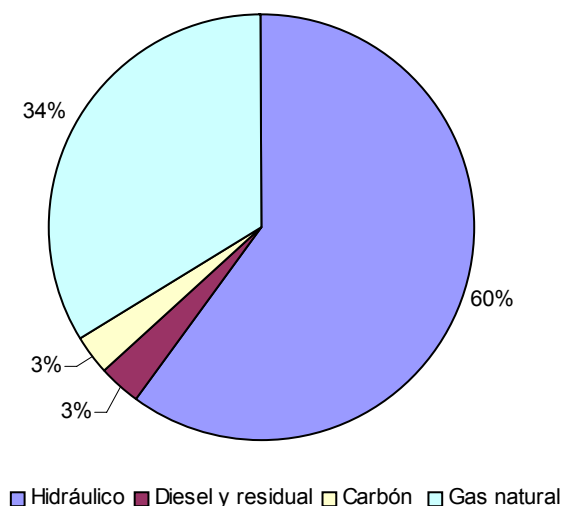
¹³ EL documento se puede descargar en http://www.semarnat.gob.mx/temas/ordenamientoecologico/Documents/documentos/%20pacifico%20norte/1sesion_ot/pre_sector_electrico_2010_2024.pdf.

¹⁴ Pacific Credit Rating (2009). “Informe Sectorial. Perú: Sector Eléctrico”. Visto el 15 de Agosto, 2011 en <http://www.bnamericas.com/cgi-bin/getresearch?report=152652.pdf&documento=1104128&idioma=E&login=>.

¹⁵ Equilibrium Clasificadora de Riesgo (2008). “Análisis del Sector Eléctrico Peruano”. Visto el 15 de Agosto, 2011 en <http://www.equilibrium.com.pe/sectorelectricojun08.pdf>.

¹⁶ Ministerio de Energía y Minas de Perú (2009). “Documento Promotor: Sector Eléctrico 2009”. Visto el 4 de Septiembre, 2011 de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/BROCHURE%20electricidad%202009.pdf>.

GRÁFICO 6
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN PERÚ SEGÚN FUENTE, 2010



Fuente: OSINERGMIN, 2010.

El mercado eléctrico se encuentra regulado para un 56% de los usuarios (demanda de potencia mensual inferior a 2,500 kW por suministro) y para el 44% restante (grandes consumidores de electricidad tales como importantes complejos mineros, comerciales e industriales con una demanda de potencia igual o superior a 2,500 kW) es libre.

2. Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas

El sector eléctrico peruano está administrado por tres entidades. El Ministerio de Energía y Minas (a cargo de las políticas sectoriales), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) a cargo de regular y supervisar los sectores de energía y minería, y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) que es el órgano técnico normativo (ver Cuadro 6).

CUADRO 6
FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES RELEVANTES A LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA EN PERÚ

Ente	Función	Responsabilidades
Ministerio de Energía y Minas	Políticas sectoriales	<ul style="list-style-type: none"> Dictar la normatividad general Formular, y, en su caso, promover políticas de fomento y tecnificación de electricidad, hidrocarburos y minería Coordinar y promover la asistencia técnica en electricidad, hidrocarburos y minería Ser la autoridad ambiental para las actividades minero – energéticas Fomentar el uso eficiente de la energía y el aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)	Regular y supervisar los sectores de energía y minería	<ul style="list-style-type: none"> Regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de: Las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los sectores eléctricos, de hidrocarburos y minería Las normas legales y técnicas referentes a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades

(continúa)

Cuadro 6 (conclusión)

Ente	Función	Responsabilidades
Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)	Órgano técnico normativo	Proponer y evaluar la política del sector Proponer y/o expedir la normatividad necesaria del sector Promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica Coadyuvar a ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades eléctricas.

Fuente: Elaborado por los autores.

G. Uruguay

1. Segmentación del mercado eléctrico

La empresa estatal UTE (Usinas y Transmisión del Estado) es la única que transmite y distribuye electricidad en Uruguay. Esta empresa también es propietaria de casi toda la capacidad generadora del país, tanto hidráulica y Río Negro (593 MW) como térmica (875 MW). Las plantas generadoras de biomasa (215Mw) y eólicas (20Mw) están en manos de empresas privadas, si bien UTE también dispone de 10Mw de generación eólica. UTE gestiona también la parte correspondiente de la central hidroeléctrica binacional Salto Grande (945 MW).

2. Las funciones y responsabilidades de las diferentes partes interesadas

El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), y dentro del mismo la Dirección Nacional de Energía, es el organismo responsable de la política energética en Uruguay. La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua es el ente regulador del sector eléctrico (así como de otros segmentos de la energía y del agua) y depende del poder ejecutivo (a través del MIEM) aunque tiene autonomía técnica. El ADME ejerce como operador del sistema eléctrico.

La principal empresa del mercado, la UTE - cuyo nombre originario fue “Usinas y Teléfonos del Estado”, aunque la parte de telecomunicaciones fue separada y privatizada - es hoy exclusivamente una empresa eléctrica. UTE es la única empresa de transmisión y distribución y tiene toda la generación con la excepción de la central hidroeléctrica bi-nacional con Brasil y la generación con nuevas renovables.

CUADRO 7
FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES RELEVANTES A LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA EN URUGUAY

Ente	Función	Responsabilidades
Ministerio de Industria Energía y Minería	Políticas sectoriales	Identificar y cuantificar las fuentes de energía primarias existentes en el país Formular la política energética y ejecutar las acciones de gestión que de ello se deriven
Unidad Reguladora Servicios de Energía y Agua (URSEA)	Regulador	Regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía Control de actividades relacionadas con el uso eficiente de la energía y con la seguridad de los productos eléctricos
ADME	Administra el mercado mayorista de energía eléctrica	Opera y administra el despacho de cargas Permite la ejecución de los contratos Despacha la demanda requerida

(continúa)

Cuadro 7 (conclusión)

Ente	Función	Responsabilidades
UTE	Compañía eléctrica estatal	Genera, transmite y distribuye casi toda la electricidad en el país
Generadores privados	Generan electricidad con biomasa y eólica	Generan electricidad para autoconsumo o para vender a la UTE

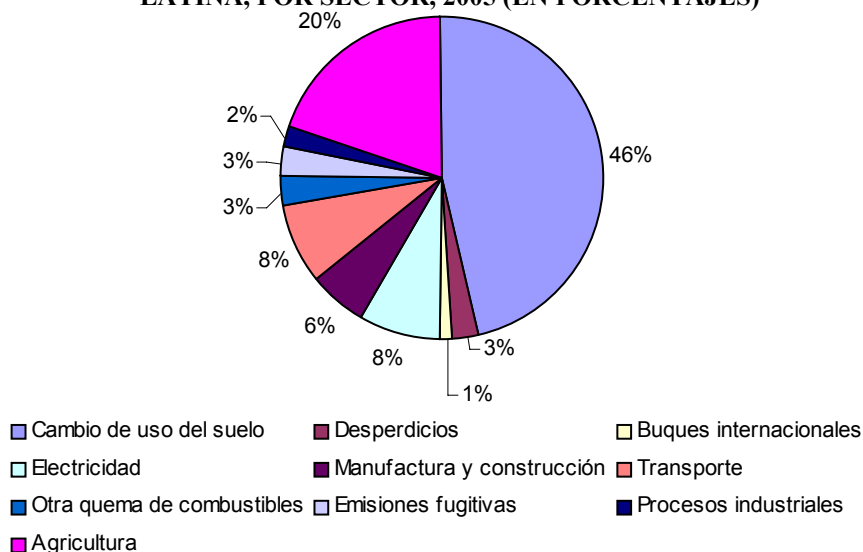
Fuente: Elaborado por los autores.

III. Beneficios sociales y ambientales ligados al aprovechamiento de las Energías Renovables

A. Cambio climático

Las emisiones de gases de efecto invernadero en América Latina y el Caribe tienen una tasa de crecimiento anual medio de 1,2%, similar al promedio global. Como se puede ver en el Gráfico 7, el cambio de uso del suelo es la razón principal de las emisiones seguida por la agricultura, la generación de electricidad y el transporte. Las emisiones están concentradas en los países de mayor tamaño en los que se destaca Brasil que es responsable del 52% de las emisiones de la región. El 79% de las emisiones en la región se originan en Brasil, México, Venezuela y Argentina¹⁹.

GRÁFICO 7
PARTICIPACIÓN EN LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN AMÉRICA LATINA, POR SECTOR, 2005 (EN PORCENTAJES)



Fuente: CEPAL.

¹⁹ Idem.

A pesar de que la contribución de gases de efecto invernadero provenientes de América Latina es menor a otras regionales del mundo, el cambio climático ocupa un lugar relevante en las agendas públicas de la región. Algunos efectos debido a variaciones de las precipitaciones y la temperatura, el aumento de los fenómenos meteorológicos extremos, el incremento del nivel del mar y la reducción de las reservas de agua de los glaciares se observan ya en la región como se observa en el Gráfico 7.

CUADRO 8
EJEMPLOS DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO OBSERVADOS
EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

SECTOR/ÁREA			
Agricultura, silvicultura, ecosistemas	Recursos hídricos	Salud humana	Asentamientos humanos, industria e infraestructura
Aumento de fenómenos meteorológicos extremos en los últimos 40 años en toda la región, como por ejemplo, episodios de él Nino de 1982-1983 y 1997-1998, y llegada del huracán Catarina al Brasil (2004), suceso nunca antes visto en la zona			
Incremento de la temperatura (América del Sur y el Caribe)	Disminución de precipitaciones (sur de Chile, sureste de la Argentina y sur del Perú)	Aumento de enfermedades como el dengue y la malaria (diversas regiones)	Pérdidas económicas a causa de fenómenos meteorológicos extremos (80.000 millones de dólares en 1970-2007)
Modificación de la productividad del suelo (mayor rendimiento de los cultivos de soja en América del Sur, menor en el caso del maíz en México y Centroamérica)	Aumento de las precipitaciones (sur del Brasil, el Paraguay, el Uruguay, noreste de la Argentina y noreste del Perú y el Ecuador)	Incremento de los índices de morbilidad y mortalidad (Bolivia)	Mayor vulnerabilidad de asentamientos humanos afectados por fenómenos meteorológicos extremos (Bolivia, el Perú, México)
Aumento del proceso de degradación por cambio de uso del suelo (todos los países)	Elevación del nivel del mar (2-3 mm en la Argentina en los últimos años)	Aumento del riesgo de escasez de alimentos y de agua; mayor riesgo de desnutrición y de enfermedades transmitidas por el agua	Migración de personas que habitan en regiones vulnerables desde el medio rural al urbano (México y Centroamérica)
Incremento del porcentaje de desertificación (deforestación en Centroamérica)	Disminución del balance de masa glaciar (Bolivia, el Perú, el Ecuador y Colombia)		Escasez de agua en asentamientos, industrias y sociedades; reducción del potencial de generación de energía hidroeléctrica; migración potencial de la población
Reducción de la capa forestal (en la Amazonía, disminuyó 17,2 millones de ha en el período 1970-2007)			
Aumento del número de especies en peligro en México y el Perú (4%), el Ecuador (hasta el 10%), Colombia (11%) y el Brasil (3%)			

Fuente: Elaboración propia con datos del Resumen para Responsables de Políticas del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, 2007 y de Cambio climático y desarrollo en América Latina y el Caribe: una reseña de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2009.

Si bien se estima que el incremento de temperatura aumente el rendimiento agrícola en ambientes fríos o templados, y lo reduzca en ambientes cálidos o tropicales, algunos cultivos importantes y la ganadería, sufrirían consecuencias adversas que podrían disminuir la oferta de alimentos, principalmente debido a los efectos de la adaptación económica a las nuevas condiciones climáticas²⁰.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático indica que el costo de la energía podría aumentar debido al cambio climático con consecuencias sobre el sector industrial lo que repercutiría sobre el valor de bienes de consumo. La energía hidroeléctrica es la principal fuente de energía eléctrica para la mayoría de los países de América Latina, haciéndolos así muy vulnerable a las anomalías en los niveles de precipitación. De hecho, la combinación de mayor demanda energética y de la sequía provocó la virtual desintegración en la generación de energía hidroeléctrica en una gran parte del territorio brasileño, provocando una crisis energética en el 2001, la que contribuyó a una reducción del PIB del 1,5%²¹. El retroceso de glaciares así mismo puede afectar el caudal en ríos que nutren represas en países andinos tales como Bolivia y el Perú.

Las energías renovables no convencionales representan fuentes de energía sin emisiones de gases de efecto invernadero lo que se alinea con las políticas de mitigación de los mencionados efectos cambio climático a nivel local, regional e internacional.

B. Acceso a energía moderna

El acceso a formas de energías modernas y limpias es vital para el desarrollo humano y económico de un país. Si bien dicho acceso por sí solo no garantiza el desarrollo humano, resulta virtualmente imposible mejorar los niveles de vida en condiciones de carencia de un suministro energético asequible y previsible. En América Latina y el Caribe hay 70 millones de personas que no cuentan aun con servicio moderno de electricidad²².

Como se muestra en el Gráfico 8, el consumo eléctrico per cápita en América Latina y el Caribe es mayor en aquellos países donde el Producto Bruto Interno (PBI) per cápita es mayor. Nótese que los países representados en dicho Gráfico están segregados por ingresos altos, medios y bajos, teniendo a Trinidad y Tobago con el mayor PBI per capita y Haití con el menor.

Además de brindar acceso a la electricidad, las energías renovables no convencionales tienen otros beneficios ya que pueden ser utilizadas remotamente en comunidades no conectadas a redes nacionales de suministro eléctrico, utilizan fuentes de energía disponibles localmente, gratuitas, inagotables y que no generan contaminación. La energía solar, en particular, es una opción renovable especialmente atractiva para atender comunidades lejanas por ser una tecnología naturalmente descentralizada, con buena disponibilidad geográfica del recurso, inmune a la oferta o incertidumbre de los precios de combustibles tradicionales²³.

Adicionalmente, la elección de energías renovables para la electrificación, particularmente la rural, contribuye a la seguridad energética del país, diversificando la matriz nacional y limitando el aumento de las importaciones de combustibles extranjeros. La reducción del costo energético tiene un impacto mayor en las comunidades de bajos recursos.

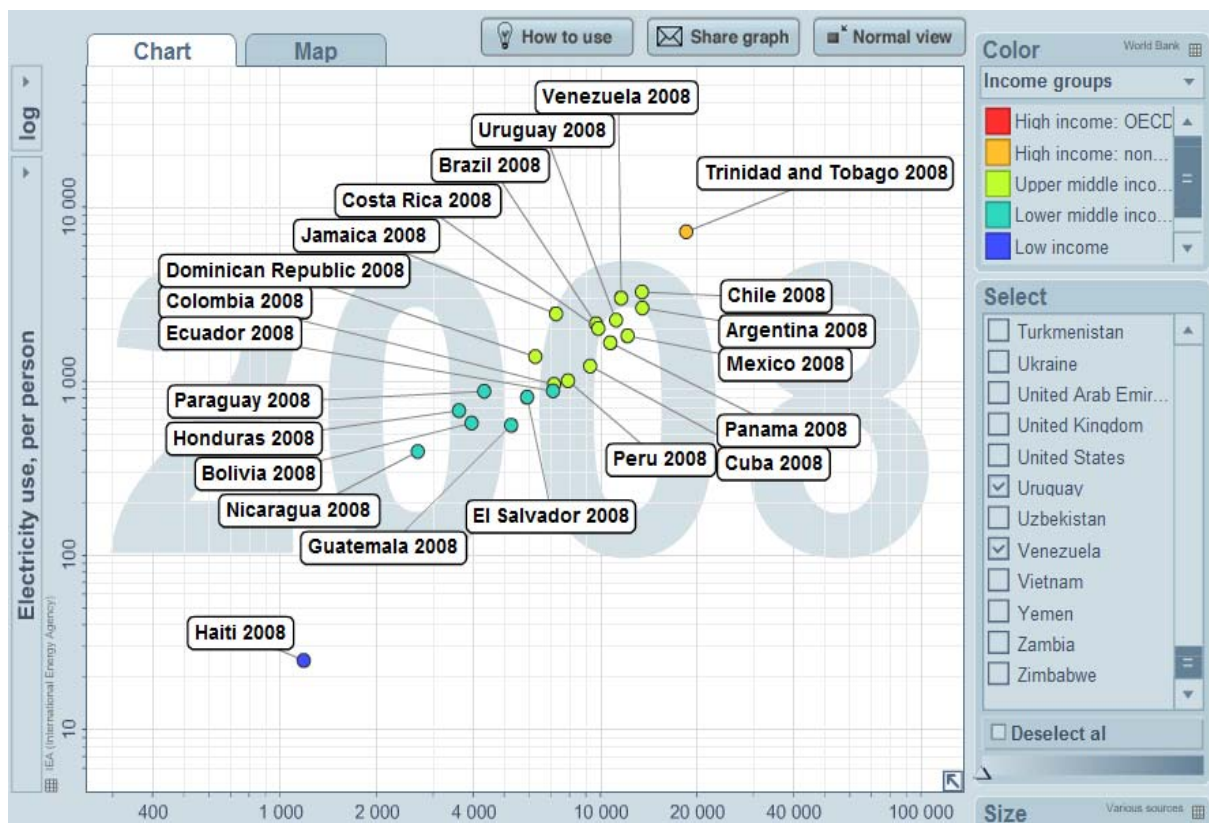
²⁰ Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL (2009). "Cambio climático y desarrollo en América Latina y el Caribe: una reseña".

²¹ M.L. Parry y otros (2007). "Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007". Cambridge University Press.

²² Alvarez, A y Bidart, M. (2007). "Situación de los Mercados Energéticos de América Latina desde la Perspectiva de la Regulación y las Políticas de Competencia". Documento de trabajo preparado en ocasión de la reunión del Grupo Intergubernamental de Expertos en Derecho y Política de la Competencia, UNCTAD, Ginebra, 17 al 19 de julio de 2007.

²³ Deichmann, U y otros. (2010). "The Economics of Renewable Energy Expansion in Rural Sub-Saharan Africa". The World Bank.

GRÁFICO 8
CONSUMO ELÉCTRICO PER CÁPITA EN RELACIÓN AL PBI PER CÁPITA
EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, 2007



Ingreso por persona (GDP/capita, PPP\$ inflación-ajustada)

Total Población

Fuente: www.gapminder.com.

IV. Las alianzas público-privadas en energías renovables

La infraestructura para la energía eléctrica es fundamental para lograr el desarrollo humano y el crecimiento económico y más eficiente de un país. En las últimas dos décadas América Latina atrajo la mitad de las Asociaciones o Alianzas Público-Privadas (Public Private Partnerships, acrónimo PPP) formadas en todos los países en vías de desarrollo. Por ejemplo, a comienzos de los años 90, los proveedores privados en la región proporcionaban sólo el 3% de los servicios de telecomunicación y electricidad en la región, y casi ninguna empresa de agua estaba en manos privadas. Ya en el año 2003, las empresas privadas gestionaban el 86% de las telecomunicaciones y el 60% y 11% respectivamente para los servicios eléctricos y provisión de agua²⁴.

En un contexto de fuerte crecimiento económico y poblacional, la región Latinoamericana y del Caribe tiene el enorme desafío, y de alguna forma obligación, de integrar componentes de sustentabilidad a sus planes de desarrollo energético que en muchos casos representan mayores costos de inversión.

El elevado costo de inversión y mantenimiento, la complejidad en la construcción y los retornos económicos no siempre altos —que generalmente caracterizan los proyectos en energía renovable—, plantean un desafío importante para el desarrollo de estos proyectos y la penetración de dicha tecnología en la región. Es por lo tanto necesario explorar mecanismos que puedan ayudar a superar este desafío, particularmente en la fase de financiamiento. Una forma de reducir la brecha de financiamiento es incorporando capitales privados a través de las asociaciones o alianzas público-privadas (PPP).

Durante el proceso de privatización de la década de los 80 y 90, muchos países Latinoamericanos integraron la participación del sector privado para incrementar la inversión en infraestructura y la mejora de los servicios tradicionalmente en manos del estado. El estado tomó entonces el papel de regulador del mercado dejando la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica mayoritariamente en manos del sector privado. Algunas de las privatizaciones creadas durante dicho periodo fueron exitosas y en otros casos no lo fueron, lo que se vio reflejado en renegociaciones frecuentes y conflictos entre las partes.

Tradicionalmente, las PPP se definieron como un contrato legalmente vinculante entre gobierno y empresas privadas para la prestación de bienes y servicios, delegando las responsabilidades y riesgos mayormente al socio privado. Actualmente, sin embargo, las PPP se están volcando a un modelo en donde los sectores público

²⁴ Multilateral Investment Fund (2005). “MIF Cluster Action Plan. Supporting Competitiveness through Public Private Partnerships”. Visto el 20 de Agosto, 2011 de <<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=1660978>>.

y privado se involucran en el proyecto durante todas las fases: construcción, financiación y operación, haciéndolo así más atractivo para el sector privado ya que los riesgos son también asumidos por el gobierno²⁵.

A. Definiciones y Modelos de PPP

Existen varias definiciones de PPP, algunas de las cuales se presentan en el cuadro 9, indicando la fuente de cada una de las mismas. Sin embargo, la idea básica a tener en cuenta, es que un esquema PPP existe en donde los gobiernos nacionales y/u otras entidades del sector público (gobiernos estatales, ayuntamientos, municipios, organismos oficiales e independientes, etc.) se asocian con actores fuera de la esfera pública para ejecutar proyectos en conjunto²⁶.

CUADRO 9
ALGUNAS DEFINICIONES DE PPP SEGÚN DIFERENTES FUENTES

Definición	Fuente
En una PPP, un individuo privado o empresa (grande o pequeña, formal o informal) provee un servicio (por ejemplo, la recolección de residuos, provisión de agua, etc.). A cambio, estos son retribuidos por el gobierno local, o pueden cobrar a los usuarios por el servicio brindado.	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
Empresas mixtas, con capital aportado por los sectores público y privado.	Fondo Monetario Internacional
Contratos o unión de contratos a través de los cuales la entidad privada está obligada ante un socio público a garantizar el desarrollo de una actividad dirigida a satisfacer una necesidad colectiva, en donde la financiación, la responsabilidad de inversión y operación son obligaciones, totales o parciales, del socio privado.	Universidad Técnica de Lisboa
Un espectro de posibles asociaciones entre el gobierno local, empresas, sociedad civil, organizaciones no gubernamentales y comunidades locales, para conjuntamente brindar la prestación de servicios básicos.	Public-Private Partnerships for Service Delivery Program
Una asociación basada en la autoridad y credibilidad del sector público, y las capacidades de financiamiento y empresariales del sector privado.	The United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific(ESCAP)
Un contrato legalmente vinculante entre gobierno y empresas para la prestación de bienes y servicios, en donde se asignan responsabilidades y riesgos entre los diferentes socios. En un acuerdo de PPP, el gobierno participa activamente durante todo el ciclo de vida del proyecto. El sector privado es mayoritariamente responsable de las funciones comerciales, tales como el diseño, construcción, finanzas y operaciones.	Government of British Columbia

Fuente: United Nations Economic and Social Commission for the Asia Pacific (2011).

Es importante destacar que las PPP pueden ser implementadas para diversos fines. Así, se pueden formar PPPs para la investigación y desarrollo de tecnologías, para el desarrollo de proyectos a gran escala, la creación de empresas (ej. ESCOs) y para pequeños productores entre otros.

Existen varios modelos de PPPs y el Cuadro 10 proporciona algunos detalles sobre estos. Sin embargo es importante destacar que los sectores público y privado pueden encontrar modelos diferentes e innovadores para trabajar en conjunto que no necesariamente estén incluidos en este cuadro.

²⁵ Idem.

²⁶ Sovacool, B. (2011) “Developing Public-Private Renewable Energy Partnerships to Expand Energy Access” Draft Report for the United Nations Economic and Social Commission for the Asia Pacific, Bangkok, Thailand. Vermont Law School and the National University of Singapore.

CUADRO 10
MODELOS DE PARTICIPACIÓN PRIVADA EN INFRAESTRUCTURA
Y SUS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tipo	Descripción	Nivel de riesgo asumido por el sector privado	Duración del contrato (años)	Inversión de capital	Posesión del bien	Sectores más comúnmente financiados en países en vías de desarrollo
Contrato de servicio	Contratación de servicios para apoyar la operación de la infraestructura	Bajo	1-3	Pública	Público	Servicios de agua Servicio de ferrocarriles
Contrato de gestión	Contratación para la gestión total o parcial de las operaciones	Bajo/ Mediano	2-5	Pública	Público	Servicios de agua
Contrato de arrendamiento	Contrato para la gestión de las operaciones y renovaciones específicas	Mediano	10-15	Pública	Público	Servicios de agua
Construcción, operación y transferencia (BOT)	Contratación para la inversión y operación de un componente específico del servicio o infraestructura	Alto	Varía	Privada	Público/ Privado	Sector energético Autopistas Plantas de depuración/desalinización de agua
Concesión	Contrato para la financiación y las operaciones y la ejecución de las inversiones específicas	Alto	25-30	Privada	Público/ Privado	Aeropuertos, puertos marítimos y ferrocarril Red de transporte eléctrico
Privatización	Contrato o transferencia de propiedad de la infraestructura pública al sector privado.	Total	Indefinida	Privada	Privado	Telecomunicaciones

Fuente: Banco Mundial.

Los riesgos de las PPP están relacionados principalmente con la estabilidad macro económica de un país y el marco legal y normativo en general y específico para este tipo de asociaciones. Un aspecto importante de la negociación de una PPP es el grado en que estos riesgos son transferidos del sector público al privado y a qué precio. Algunos de los riesgos asociados a las PPP se presentan en el Cuadro 11.

CUADRO 11
RIESGOS INDICATIVOS DE LAS PPP

Riesgo	Descripción del riesgo:	Riesgo usualmente asumido por	Instrumentos para asignar el riesgo
Construcción	Riesgo de exceder los costos previstos o retrasos en la construcción	Sector privado	Contrato de proyecto
Fuerza mayor	Riesgos por desastres naturales	Sector privado	Contrato de proyecto
Comercial	Riesgo de demanda insuficiente y/o contratos con proveedores no cumplidos.	Sector privado (a veces también el país anfitrión, parcialmente)	Contrato de proyecto (a veces un monto mínimo de ganancias es garantizado)
Financiero	Riesgo de tasas de interés fluctuantes, riesgo de la financiación, etc.	Sector privado	Contrato de proyecto o estructuración financiera
Político	Riesgo de expropiación, revocación de permisos, confiscación de bienes, inconvertibilidad de la divisa o incapacidad de transferir divisas, guerras, disturbios, etc.	País anfitrión o entidad garante	Aseguración contra riesgos políticos
Regulador	Riesgo de cambio en leyes o reglamentación, reglas para establecer tarifas, impuestos, o contratos públicos con proveedores o compradores no cumplidos.	País anfitrión o entidad garante	Contrato de proyecto y aseguración de riesgo parcial.
Riesgos cambiarios	Riesgo de devaluación a depreciación de la moneda.	País anfitrión (a veces el sector privado)	Contrato de proyecto, garantías de cambio de divisa extranjera o financiamiento estructurado

Fuente: Banco Mundial.

B. Encuesta global sobre PPP en energías sostenibles

A fin de profundizar la temática de las PPPs y de sus perspectivas en el sector de interés, se presentan a continuación los resultados de un importante esfuerzo desarrollado en 2010 por el “e8” (Global Sustainable Electricity Partnership) y el grupo “UN-Energy”, quienes desarrollaron un trabajo analítico basado en una encuesta mundial sobre los obstáculos, los impactos, los beneficios y las perspectivas de las asociaciones público-privadas (PPP) ligados a la implementación de iniciativas y proyectos en energías sostenibles (renovables, eficiencia energética, tecnologías más limpias)²⁷.

En el verano de 2010, e8²⁸ solicitó a un gran número de empresas, asociaciones, entidades multilaterales y gremios empresariales de responder una encuesta sobre sus propias experiencias en materia de PPP en energías sostenibles. Entre otros encuestados de tipo internacional/multilateral se destacan: EPRI, GEF, GVEP, IADB, ADB, REEEP, TERI, World Bank, UN Foundation, WEC, WBCSD, World Energy Forum. Entre las empresas internacionales: AES, Duke Energy, EDF, EDP, grupo Enel, Kansai, Pacific Hydro, Tractebel, Tepco.

También participaron en la encuesta importantes empresas y entidades ligadas al rubro energético de

²⁷ e8, UN-Energy (2011). “Strengthening Public Private Partnerships to Accelerate Global Electricity technology Deployment”.

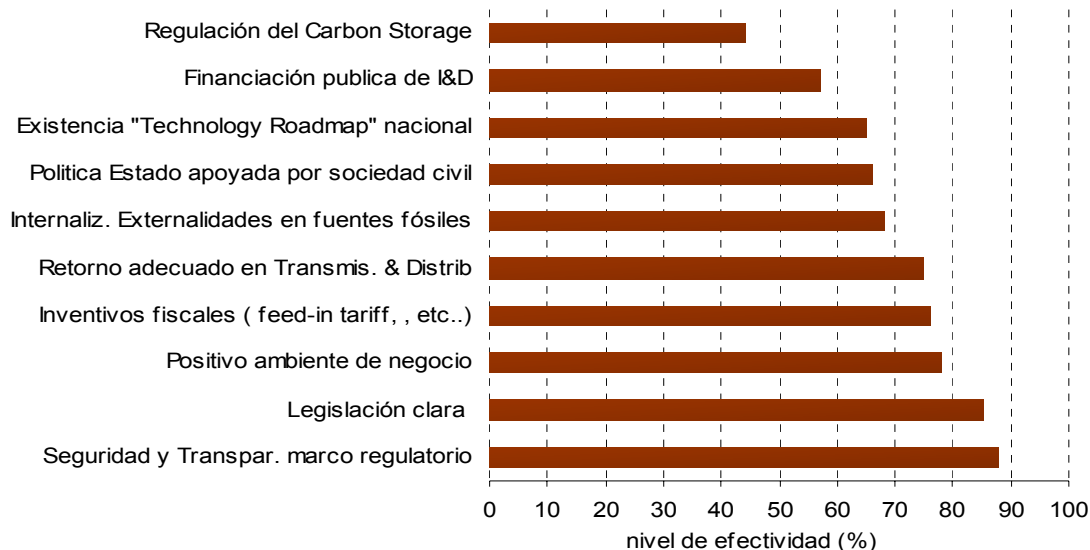
²⁸ e8 es una entidad sin fines de lucro dedicada fomentar la generación y uso sostenible de la electricidad. El e8 que agrupa a 12 de las mayores empresas eléctricas del mundo, a saber: AES, Duke, EDF, Eletrobras, Enel, HydroQuebec, Kansai, RusHydro, REW, Tepco, SGC y Eskom. La CFE de Mexico se ha recientemente asociado al e8 en calidad “partner”.

América Latina, incluyendo: Isagen (Colombia), grupo Eletrobras (Brasil), Secretaría Nacional de Energía (Panamá), Ministerio Minas y Energía (Perú), BNDES (Brasil), entre otros.

El objetivo de la encuesta era de identificar las mejores prácticas en materia de políticas públicas e iniciativas publico-privadas, con fines a promover el desarrollo de proyectos de energías sostenibles en el largo plazo. Respondieron a la encuesta 78 entidades, de las cuales 38 empresas eléctricas, 8 ONGs, 6, promotores de tecnologías, 5 instituciones financieras y 5 asociaciones energéticas.

A continuación se presentan – en forma grafica - los resultados del estudio e8/UN-Energy publicado en 2011:

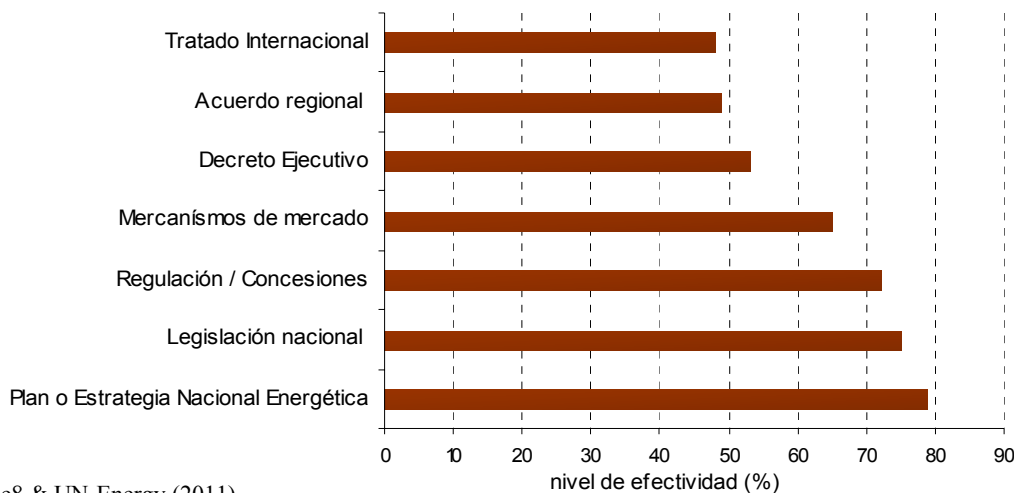
GRÁFICO 9
ELEMENTOS DE POLÍTICAS QUE REDUCEN EL RIESGO LIGADO A LA PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS SOSTENIBLES (RENOVABLES & EE)



Fuente: e8 & UN-Energy (2011).

Los resultados de la encuesta temática - presentados en el Gráfico 9 - evidencian que un fuerte marco legislativo es considerado necesario para eliminar barreras, estimular la inversión con incentivos apropiados, establecer regulaciones estables, desplegar una política medioambiental para fuentes de energía limpias, y proporcionar incentivos especiales para financiar nuevas tecnologías. Este enfoque de “buena gobernanza”—además de una sólida participación de la comunidad— ayuda a que los proyectos se implementen con mayor posibilidad de éxito.

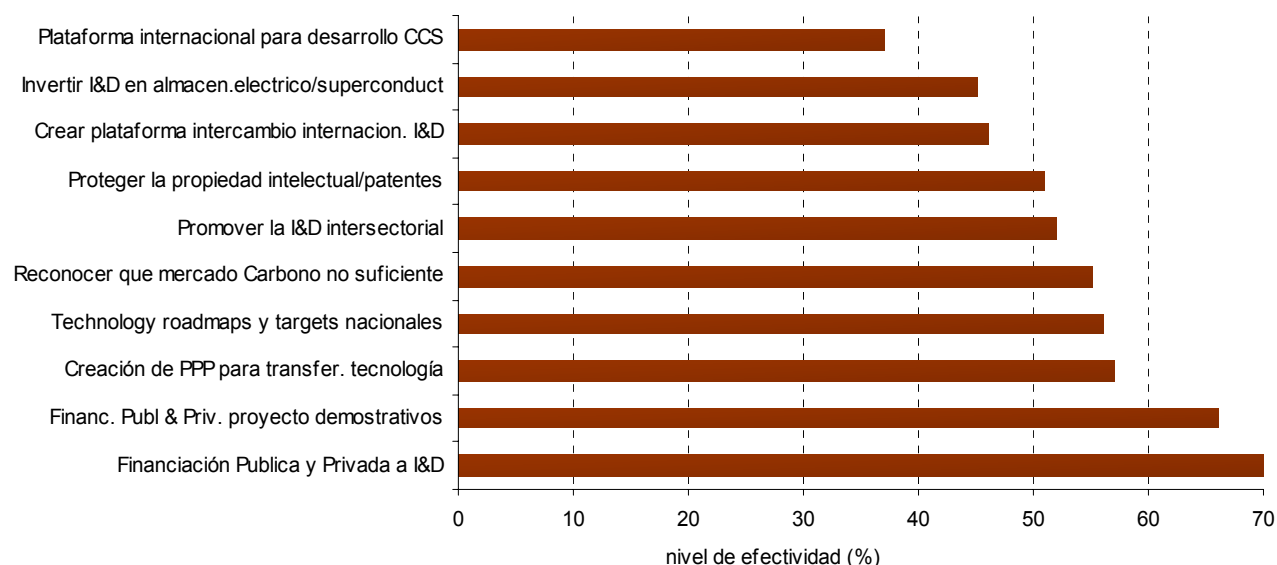
GRÁFICO 10
INSTRUMENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE POLÍTICAS PÚBLICAS EFECTIVAS EN ENERGÍAS SOSTENIBLES



Fuente: e8 & UN-Energy (2011).

Los resultados de la encuesta – en lo que se refiere al punto temático del Gráfico 10 – nos indican que los planes y estrategias nacionales de desarrollo de energía son esenciales para asegurar y posteriormente dirigir la distribución de recursos financieros para proyectos de tecnologías con “cero emisiones”, en particular energías renovables.

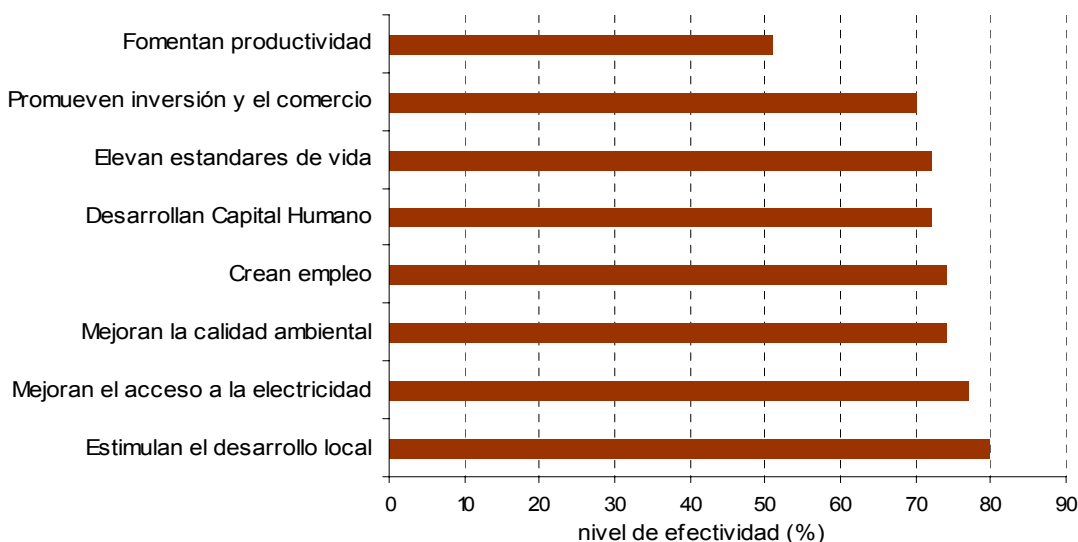
GRÁFICO 11
¿CÓMO LAS PPPS PUEDEN APOYAR EL DESPLIEGUE DE PROYECTOS DE ENERGÍAS SOSTENIBLES?



Fuente: e8 & UN-Energy (2011).

Con referencia a la pregunta de cómo las PPPs pueden apoyar el despliegue de proyectos de energías sostenibles (Gráfico 11), los encuestados evidenciaron mayoritariamente que la mejor forma con la cual las asociaciones público-privadas pueden apoyar la investigación, el desarrollo, la demostración y el despliegue (IDD+D) en proyectos de energías limpias, es a través de una fuente estable y eficaz de financiamiento (tanto público como privado) para estos tipos de acciones.

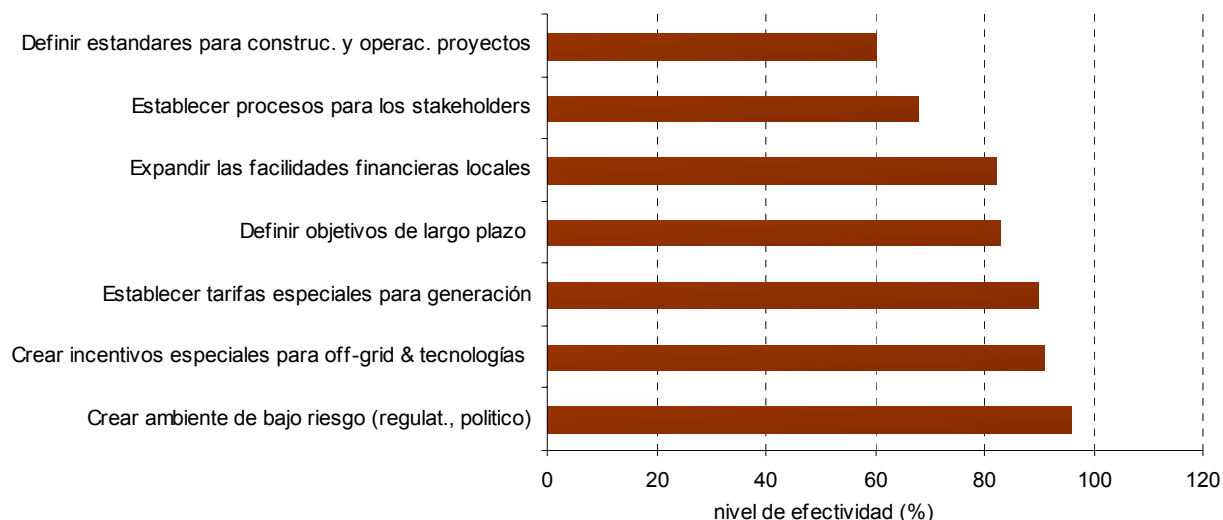
GRÁFICO 12
BENEFICIOS DE LAS PPPS EN ENERGÍAS SOSTENIBLES



Fuente: e8 & UN-Energy (2011).

El Gráfico 12, pone en evidencia que una parte importante de encuestados considera que el mayor beneficio de las PPPs es la capacidad de mejorar el acceso a la electricidad y estimular el desarrollo local económico y social. El aumento del acceso a la electricidad permite a nuevos negocios “entrar” en las áreas que antes fueron consideradas inadecuadas o no rentables. Conforme estos nuevos negocios se extienden a estas áreas, ellos traen más empleos y las comunidades recién electrificadas tienen acceso a la asistencia médica adicional, a agua limpia y a educación, permitiéndoles así desarrollarse económicamente y socialmente.

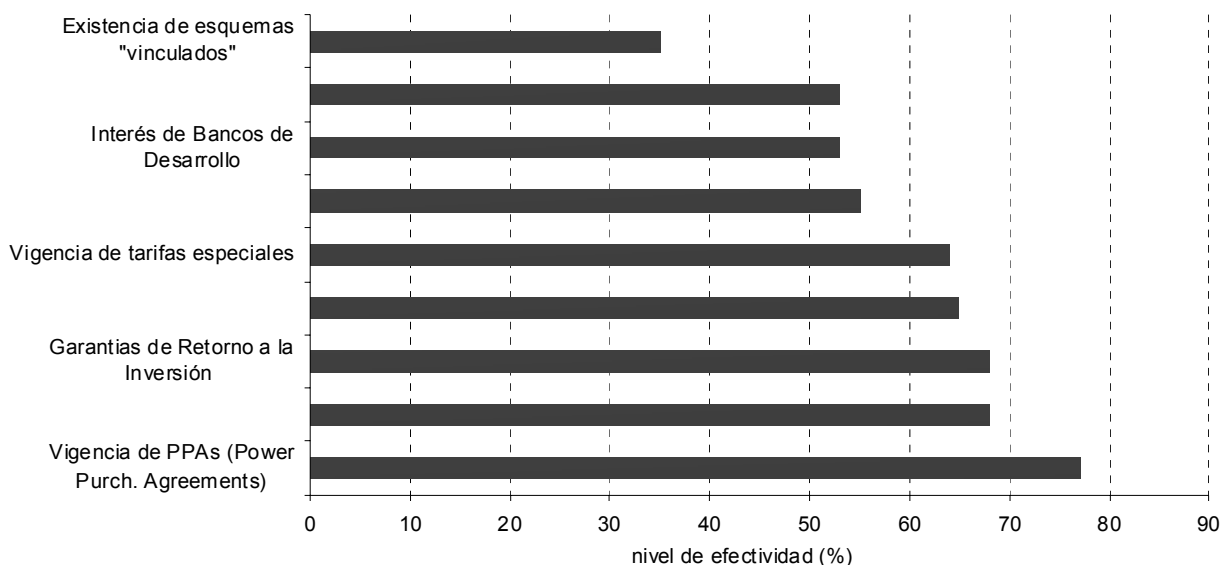
GRÁFICO 13
MANERAS EFECTIVAS CON LAS QUE EL SECTOR PÚBLICO PUEDE
IMPULSAR/CONSOLIDAR LAS PPP



Fuente: e8 & UN-Energy (2011).

El Gráfico 13 demuestra un fuerte acuerdo de los encuestados en que la mayor contribución que puede hacer el sector público es la de reducir el riesgo en lo que se refiere al entorno político, legal y regulatorio, lo que permite establecer objetivos de desarrollo de electricidad y establecer - en el largo plazo - planes y programas para el despliegue de tecnología energética “limpias”.

GRÁFICO 14
MANERAS EFECTIVAS DE PROMOVER EL DESPLIEGUE DE PROYECTOS
DE ENERGÍAS SOSTENIBLES



Fuente: e8 & UN-Energy (2011).

Como era previsible, una parte relevante de los encuestados se declaró convencidos de que los flujos de ingreso garantizados en el largo plazo representan el elemento más eficaz para promover proyectos en energías sostenibles y que los acuerdos de compra de energía (Power Purchase Agreements – acrónimo PPA) son el instrumento más seguro y preferido para aquel objetivo. En este sentido, es clave que el sector público juegue un rol de “intermediario” con bancos de desarrollo multilaterales y otras instituciones financieras, para garantizar que el flujo de pagos sea conforme a estos acuerdos.

V. Estudios de casos sobre PPPs en energía renovables en la región

Como indicado anteriormente, en la región de América Latina y el Caribe existe una amplia experiencia de participación pública y privada en el sector eléctrico, destacada sobre todo por las privatizaciones llevadas a cabo durante la década de los 80 y 90. Sin embargo, los ejemplos en materia de energías renovables no convencionales son mucho más escasos, con pocos casos de emprendimientos a gran escala.

Esta sección presenta los programas más relevantes en la región (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú y Uruguay) para la promoción de energías renovables no convencionales, identificando los actores público y privados como así también los roles que cada uno de estos cumple. Dichos programas tienen en común la participación del sector público como regulador y promotor y, en algunos casos, también como garante y proveedor de financiamiento, mientras que el sector privado cumple un rol primordial en la realización y operación de la obra.

Para abarcar más modelos de PPP, se presentan también algunos casos concretos de emprendimientos en donde empresas con participación estatal y empresas privadas se unen para la investigación y desarrollo, y/o construcción y operación de proyectos con energías renovables.

A. Programas de incentivos a las energías renovables en la Región

a) Ley Nacional 26.190 - Argentina

La Ley 26.190 “régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” del 2007, establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen. Dicha meta debería, por lo tanto, alcanzarse en el 2016²⁹.

Dicha ley da la posibilidad a las empresas de acceder a la devolución anticipada del impuesto al valor agregado (IVA) correspondiente a los bienes amortizables del proyecto (excepto vehículos), o de optar por la amortización acelerada del impuesto a las ganancias por las inversiones que realicen.

²⁹ Secretaria de Energía. Visto el 20 de Agosto de 2011 de <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2974>.

La Empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA) es una empresa creada en el 2004 con una participación mayoritaria de capitales del estado. La Secretaria de Energía de la Nación instruye a ENARSA, en su calidad de Agente de Mercado, a ejecutar proyectos en temas energéticos, incluyendo energías renovables³⁰.

En el marco de dicha ley, ENARSA convocó, a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional EE N° 001/2009, a empresas para la presentación de ofertas de provisión de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En Septiembre 2010 se adjudicó un total de 895 megavatios (MW) de potencia a ser producido por fuentes renovables no convencionales. Las tecnologías adjudicadas incluyen: Eólica - 754 MW; Térmica con Biocombustibles - 110,4 MW; Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos - 10,6 MW; Solar Fotovoltaica - 20 MW³¹.

El proceso se realizó mediante el llamado a licitación para que empresas ofrezcan tarifas de venta de energía generada con renovables. El estado garantiza, a través de un contrato (o PPA), la compra de la energía generada por las empresas adjudicadas, al precio ofertado, por un periodo de 15 años. Si bien se llama a licitación para diferentes tipos de tecnologías, la licitación, a diferencia de otros casos, fue flexible en términos de lo ofertado. De esta forma se pudo adjudicar mayor potencia a las eólicas (754MW) ya que fue la tecnología más ofertada. Esta flexibilidad es importante ya que permite adaptarse al interés de inversión de las empresas³².

La elección de las tarifas ofertadas tuvo en cuenta el costo beneficio de las mismas. La energía entregada por estos proyectos es inyectada al Mercado Eléctrico Mayorista para ser ulteriormente vendida a los usuarios a una tarifa homogénea. La diferencia de precio de las energías verdes, en el caso existiese, es absorbida por el estado nacional quien actualmente brinda un subsidio a la electricidad³³.

Sin embargo, se ha creado también el fondo fiduciario de energías renovables, administrado por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) con el objetivo de remunerar 0,9 pesos por kilovatio hora (kWh) a los generadores solares fotovoltaicos y hasta 0,015 pesos por kWh a las empresas generadoras de energía eólica, geotérmica, de biomasa, biogás y sistemas hidroeléctricos de hasta 30 MW de potencia, por un plazo máximo de 15 años. Los recursos para este fondo surgen de un impuesto de 0,30 pesos por megavatio hora (MWh) sobre las tarifas de las empresas distribuidoras y los grandes usuarios del mercado mayorista.

Bajo este esquema, se destacan los siguientes participantes públicos y privados:

- Público** Secretaria de la Nación – formulación del marco legal para la promoción de energías renovables
- Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) – administrador del fondo fiduciario de energías renovables
- ENARSA – responsable del proceso de licitación para oferta de tarifas por generación de energía eléctrica.
- Privado** Compañías participantes del proceso de licitación.

Ya que dicha licitación solicitó a las empresas presentar una oferta de tarifas por venta de energía, los costos de inversión por los proyectos no son conocidos con precisión aunque se estiman en el orden de USD 2500 millones para esta primera licitación. Las fuentes de financiamiento de estas iniciativas son diversas, proviniendo sobre todo de instituciones bancarias o de inversión³⁴. La primera licitación ha sido concluida y las empresas adjudicadas deben aun iniciar los respectivos proyectos.

³⁰ Reunión del 30 de Agosto, 2011 en Secretaria de Energía con el Sr. Francisco Elizondo y la Sra. Mónica Servant.

³¹ ENARSA. Visto el 25 de Agosto, 2011 en <http://www.enarsa.com.ar/nota30.htm>.

³² Reunión del 30 de Agosto, 2011 en Secretaria de Energía con el Sr. Francisco Elizondo y la Sra. Mónica Servant.

³³ Ídem.

³⁴ Ídem.

Resumiendo, vemos que:

- Se creó un marco normativo específico desde el 2007 para fomentar el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.
- Dicha ley tiene por objetivo generar 8% de la producción eléctrica nacional a base de fuentes renovables para el año 2016.
- Dicha ley contempla beneficios promocionales a nivel impositivo.
- La empresa de energía ENARSA (con capital mayoritario del estado nacional) realizó la primera licitación para la provisión de energía eléctrica a través de fuentes renovables.
- En Septiembre 2010 se adjudicó un total de 895 MW de potencia a ser producido por fuentes renovables no convencionales.
- A través de un contrato, el Estado garantiza la compra de la energía renovable producida por un periodo de 15 años y al valor indicado en la oferta de las empresas adjudicadas.
- Se aplica un impuesto a las tarifas eléctricas para crear un fondo fiduciario con el fin de amortizar los costos extras de la generación de electricidad “verde”.
- Las inversiones alcanzan USD 2500 millones y provienen de diversas fuentes, sobre todo de instituciones bancarias o de inversión.
- La primera licitación ha sido concluida y las empresas adjudicadas deben aun iniciar los respectivos proyectos.

b) PROINFA - Brasil

El Programa de Incentivo a Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA) fue puesto en marcha en el 2002 para promover la generación de electricidad a base de fuentes renovables en Brasil. El programa fue creado por la Ley 10.438/02 y revisado por la Ley 10.762/03 y Ley 11.075/04, depende del Ministerio de Energía y Minas, con el objetivo de fomentar la instalación de 3300 MW de fuentes renovables cuya producción será entregada al Sistema Interconectado Nacional. La meta es llegar a cubrir el 6% de la generación eléctrica de fuentes renovables (excluyendo grandes hidroeléctricas) para el año 2006, y el 10% en un plazo de 20 años.

Un factor importante a destacar es el apoyo que el Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) brindó a este programa para financiar los proyectos. Bajo este marco, el BNDES se encarga de apoyar con una línea especial de crédito a los proyectos de inversión que persigan este fin, financiando hasta el 70% del mismo.

Por su parte los inversionistas deberán garantizar el financiamiento de al menos un 30% del capital propio. Las condiciones del financiamiento son tasa activa de Largo Plazo más 2% de spread básico y 1.5% por “Spreads” de riesgo; una carencia de repago de hasta 6 meses después de iniciada la operación comercial; amortización por 10 años y no pago de intereses durante la construcción de la planta.

El BNDES dispuso de un monto de 6 mil millones de reales para el apoyo financiero del PROINFA, y en 2006 amplió la financiación al 80% amortizable en 12 años.

Por su parte, la empresa nacional de energía eléctrica (Electrobras) le garantiza al proyecto la compra de hasta un 70% de la energía generada en un contrato (o PPA) de 20 años. En el corto plazo se comercializan las diferencias entre la energía contratada y la generada. Para apoyar el desarrollo tecnológico y empleo nacional, una de las exigencias de la Ley es que un mínimo del 60% del costo del proyecto se base en costos locales.

Bajo este marco, se destacan los siguientes participantes públicos y privados:

Público	<p>Eletrobras -importante empresa de energía eléctrica de Brasil con propiedad mayoritaria del gobierno federal encargada de administrar PROINFA.</p> <p>Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) – tiene a disposición líneas de crédito para el financiamiento parcial de los proyectos adjudicados dentro del marco de este programa.</p> <p>Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)</p> <p>Empresa de Investigación Energética (EPE)</p>
Privado	<p>Compañías participantes del proceso de licitación.</p>

El Artículo 3 de la Ley 10.436 de 2002 establece las pautas de los contratos:

- Los contratos serán celebrados por la empresa ELETROBRAS quien asegura la compra de energía en el plazo de 20 años.
- El valor de adquisición estará fijado en función de la tecnología de cada fuente. Este valor será definido por el Poder Ejecutivo Nacional teniendo como piso el 50% (para producción a partir de biomasa), 70% (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas) y 90% (eólico) de la tarifa media de los últimos 12 meses al consumidor final. Los costos administrativos incurridos por ELETROBRAS se trasladan a los usuarios (excepto a los de Bajos Ingresos).
- Los fabricantes de equipos de generación (o sus controlados) deberán garantizar un mínimo de 60% de valor agregado nacional en una 1º etapa y de un 90% en una 2º etapa.
- Alcanzado el primer objetivo de incorporar 3300 MW, la segunda instancia consiste en lograr alcanzar el 10% de la generación total con estas fuentes renovables independientes en el curso de 20 años.
- En esta segunda etapa los contratos celebrados por ELETROBRAS a 20 años se harán a un precio equivalente al valor de la energía competitiva, definido como el costo medio ponderado de nuevos emprendimientos hidráulicos con potencia superior a los 30 MW y centrales termoeléctricas a gas natural, calculados por el Poder Ejecutivo.

El Plano Anual de PROINFA 2010 publicado por ANEEL³⁵ indicaba que los contratos realizados hasta el 2010 equivalen a un total de 3137.50 MW, muy cerca de la meta de 3300 MW establecida por el programa para el 2006. Sin embargo, es necesario ver si estos contratos se efectivizan en proyectos concretos que generan energía eléctrica con renovables.

No fue posible encontrar información actualizada con respecto a los proyectos ya concluidos y en funcionamiento pero Greenpeace Brasil realizó un informe, basándose en datos de Eletrobras, en donde presenta la situación de los proyectos emanados de PROINFA hasta mayo 2008 (Ver Cuadro 12).

³⁵ El documento se puede descargar en: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2010930_3.pdf>

CUADRO 12
SITUACIÓN DE TODOS LOS PROYECTOS CONTRATADOS DENTRO
DEL MARCO PROINFA HASTA MAYO 2008

	Pequeña hidroeléctrica	Biomasa	Eólica	Total
En operación comercial				
Unidades	16	19	6	41
%	25,4%	70,4%	11,1%	28,5%
MW	299,34	504,34	218,5	1022,18
%	25,1%	73,6%	15,4%	31%
Concluidas y aguardando iniciar operación comercial				
Unidades	1	0	0	1
MW	22,50	0	0	22,50
En construcción				
Unidades	42	1	15	58
%	66,7%	3,7%	27,8%	40,3%
MW	812,7	10	123,83	946,53
%	68,2%	1,5%	8,7%	28,7%
No iniciaron construcción				
Con EPC ^a				
Unidades	1	1	28	30
%	1,6%	3,7%	51,9%	20,8%
MW	18	30,5	839,89	886,39
%	1,5%	4,5%	58,9%	26,9%
Sin EPC				
Unidades	2	2	5	9
%	3,2%	7,4%	9,3%	6,3%
MW	28,7	61	242,7	332,4
%	2,4%	8,9%	17,1%	10,1%
Total				
Unidades	3	3	33	39
%	4,8%	11,1%	61,1%	27,1%
MW		91,5	1.080,59	1.218,79
%	3,9%	13,4%	75,9%	36,9%
Sub judice/en terminación de contrato				
Unidades	1	4	0	5
%	1,6%	14,8%	0%	3,5%
MW	10	79,4	0	89,4
%	0,8%	11,6%	0%	2,7%
Total contratado				
Unidades	63	27	54	144
MW	1.191,24	685,24	1.422,92	3.299,4

Fuente: Greenpeace Brasil.

^a EPC son siglas en inglés referidas a “Engineering, Procurement and Construction contracts”.

Como se puede ver en el Cuadro 12, PROINFA logro un 30% de su objetivo en términos de potencia instalada entre el inicio del programa en 2002 hasta 2008. Esto representa cerca de 7 proyectos terminados y

operando por año en dicho periodo de tiempo. El Plano Anual del PROINFA 2011³⁶ presenta datos más precisos indicando no solo la energía producida por los proyectos en concesión sino que también la potencia instalada total, como se puede ver en el Cuadro 13 de acuerdo a las diferentes tecnologías.

CUADRO 13
POTENCIA INSTALADA DE FUENTES RENOVABLES A TRAVÉS DEL PROGRAMA PROINFA

Fuente	Numero de emprendimientos	Potencia Instalada (MW)
Biomasa	19	533,34
Eólica	43	1 199,79
Pequeña hídrica	62	1 181,24
TOTAL	125	2 914,37

Fuente: ANEEL.

Como se puede apreciar, en relación a las estimaciones iniciales, la mayoría de los proyectos que no habían iniciado su construcción en el 2008, se encuentran hoy operando.

A primera vista, las metas establecidas por el PROINFA parecieron ser muy ambiciosas y estas no se cumplieron en los plazos de tiempo establecidos. Sin embargo, el programa está dando sus frutos y la primera meta de 3300 MW está por ser alcanzada.

Teniendo en cuenta que la inversión estimada al inicio del programa fue de USD 6400 millones, se puede estimar que la inversión en energías renovables lograda hasta el 2011 gracias al PROINFA alcanza aproximadamente los USD 5652 millones³⁷.

Algunos de los problemas ligados a la implementación del PROINFA, incluyen aspectos legales y de mercado. Entre los aspectos legales, se destacan algunas imprecisiones en el texto de las leyes y decretos pertinentes en cuanto a los reglamentos de la compra garantizada de la energía eléctrica, en la definición de roles y responsabilidades de los organismos públicos involucrados, la llamada a licitación y la fijación del precio de la energía. Algunos de estos puntos fueron atendidos a través de decretos y resoluciones subsecuentes aunque algunos puntos aparentemente siguen siendo poco claros.

En cuanto a los aspectos de mercado, cabe destacar la limitada disponibilidad de recursos propios por parte de los empresarios para obtener financiamiento y la dificultad para cumplir con el índice de nacionalidad de los proyectos que, en el caso de las eólicas, restringe la entrada de los fabricantes internacionales de estos equipos.

Los inversionistas indicaron la dificultad de acceso al crédito como el punto más crítico del programa debido al perfil de inversores de los proyectos³⁸. La mayoría de las empresas que se presentaron a licitación fueron pequeñas y medianas, con baja capacidad de financiamiento (sobre todo comparado con grandes empresas de energía) y algunas con poca experiencia en el sector.

Muchos de estos proyectos no llegaron a concretarse debido a no poder alcanzar los requisitos de garantías que pedía el BNDES como así también la elevada inversión propia requerida al inversor del proyecto. Algunas de estas debilidades se corrigieron a partir del 2005 cuando se aumentó el término de pago de 10 a 12 años, se atrasó el inicio de las operaciones de los proyectos desde 2006 a 2008 y se aumentó las tasas de financiación por parte del BNDES del 70% al 80% del total del proyecto.

³⁶ El documento se puede descargar en http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh20101101_3.pdf.

³⁷ Adaptando la inversión estimada por 3300 MW de potencia instalada, a la potencia instalada hasta el 2011. El cálculo indica que se han realizado aproximadamente el 88% de las inversiones estimadas al inicio del programa.

³⁸ Baltelo, R (2008). “A caminho da sustentabilidade energética como desenvolver um mercado de renováveis no Brasil”. Greenpeace Brasil.

El programa PROINFA culminó en 2011, si bien ya desde el año 2009 la mayor parte de los nuevos proyectos eólicos se han desarrollado fuera de él, en el marco de las subastas de electricidad que regularmente llama el gobierno brasileño.

Resumiendo, vemos que:

- Se estableció un marco normativo específico para promover el uso de las energías renovables desde el 2002.
- El objetivo es cubrir el 6% de la generación eléctrica a través de fuentes renovables para el año 2006, y el 10% en un plazo de 20 años.
- La compra de energía se garantizó por 15 años a través de contratos o PPAs.
- Aunque en un plazo mayor al estipulado, desde el inicio del programa se ha logrado tener en funcionamiento aproximadamente el 88% de las centrales y potencia que el programa puso como objetivo para la primera fase.
- Un mínimo del 60% del costo del proyecto se base en costos locales y se restringió la entrada de los fabricantes internacionales de equipos eólicos.
- Se encontraron falencias en aspectos legales y de mercado, sobre todo con referencia al financiamiento por parte del BNDES.
- La limitada disponibilidad de recursos propios para la garantía del crédito e inversión en el proyecto fueron identificadas como las barreras más grandes para el éxito del PROINFA.
- Se puede estimar una inversión de USD 5652 millones en el marco de este programa hasta el 2011.

c) **Leyes 19.940/04 y 20.257/08 - Chile**

Los cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) mediante la Ley 19.940 de 2004 facilitó la viabilidad de proyecto pequeños de energías renovables no convencionales dando lugar a la venta de energía y potencia en el mercado mayorista a cualquier generador independiente y liberando parcial o totalmente el pago de peajes de transmisión troncal para fuentes no convencionales menores a 20MW, entre otros.

Adicionalmente, la Ley 20.257, vigente a partir del 1ro de Abril de 2008, obliga a las empresas eléctricas que generen más de 200 MW a suministrar 5% de la energía con medios renovables no convencionales entre 2010 y 2014, con un incremento de 0.5% a partir de 2015 hasta alcanzar un 10% en 2024³⁹. La obligación rige para las generadoras que suministran energía al Sistema Eléctrico Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING) que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de enero de 2007.

Este marco legal además aseguró el derecho a la venta de potencia y energía al mercado mayorista para cualquier generador, independiente de su tamaño, y se aseguró mayor estabilidad en los precios, los que se pueden fijar a largo plazo (hasta por 15 años)⁴⁰.

Existe asimismo un programa de Mecanismos de Incentivo para acelerar la entrada de las energías renovables a la matriz (Art 3) que consiste en un pago adicional por kWh a los generadores que inyecten energía eléctrica de fuentes renovables a la red. Este fondo es financiado a través de un arancel de 1% a la

³⁹ Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH (2009). “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”.

⁴⁰ Tirapegui, W (2006). “Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)”. Empresa Nacional de Electricidad S.A. Chile.

importación de combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica, y un recargo de 1% al consumidor final sobre el valor neto del consumo de energía facturada⁴¹.

A la fecha, la ley de Energías Renovables parece no haber cumplido las metas establecidas para el 2010. Es así como el porcentaje de energía renovable inyectada no superó el 5% exigido por ley para el año 2010, alcanzando aproximadamente un 2%⁴². Las tres principales tecnologías que se han desarrollado a la fecha son pequeñas centrales hidroeléctricas, Eólica y Biomasa.

Así mismo, la Comisión Nacional de Energía y la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO) promueven el desarrollo de una cartera de proyectos a través del Programa de “Promoción y atracción de inversiones para la generación de energías a partir de fuentes renovables”. De esta manera, el Estado se comprometió a otorgar subsidios para llevar adelante esta cartera de proyectos. Este beneficio se aplica a empresas privadas que propongan iniciativas inferiores a 20 MW con costos iguales o superiores a USD 400.000 y hasta USD 2 millones. CORFO estima que con cofinanciamiento de estudios por hasta USD 1 millón, se podría levantar una cartera de proyectos de entre USD 200 y USD 250 millones⁴³.

Bajo este marco, se destacan los siguientes participantes públicos y privados:

Público	Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía Centro de Energías Renovables (CER)/Corporación de Fomento a la Producción (CORFO)
Privado	Compañías generadoras de energía eléctrica renovable. Empresas privadas que propongan inversiones para generación con renovables.

Para el caso de los Sistemas Solares Térmicos, existe la Ley N° 20.365, publicada en el Diario Oficial el 19 de agosto de 2009, que establece un subsidio mediante una franquicia tributaria para los colectores solares térmicos destinados al calentamiento de agua sanitaria, el cual posee las siguientes características⁴⁴:

- Opera hasta diciembre de 2013 y cubre los costos de los sistemas solares térmicos y su instalación, destinados al calentamiento de agua sanitaria en viviendas nuevas, en todo el territorio nacional.
- El monto del subsidio es el 100% de la inversión para viviendas pequeñas, 40% para viviendas medianas y 20% para viviendas grandes.
- Los que perciben el beneficio tributario son las empresas constructoras que lo descuentan contra su pago provisional mensual obligatorio del Impuesto a la Renta o contra cualquier otro impuesto o retención.
- El beneficio tributario aplica para viviendas nuevas (casas y departamentos) que posean un permiso de edificación donde se detalle el sistema solar térmico y obtengan la recepción municipal después de publicado el Reglamento
- Los sistemas instalados poseen una garantía de 5 años y estarán sujetos a inspecciones.

⁴¹ Unión Argentina de Entidades de Servicios - UDES (2008). “Marco de Referencia para elaborar una estrategia de fomento de las Energías Renovables y la Eficiencia Energética”. Visto el 3 de Septiembre, 2011 en http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/energetico/File/marco_referencia.pdf.

⁴² Según la presentación “Impacto de las ERNC en los costos de generación” realizada por Carolina Galleguillo, Gerente General de la Asociación Chilena de Energías Renovables, durante el “Diálogo Latinoamericano sobre el Financiamiento de Electricidad Baja en Carbono” Santiago (Chile), 22-23 agosto 2011.

⁴³ Clima de Emprendimiento Organizado – CEO. Visto el 10 de Septiembre, 2011 de <http://www.ceo.cl/609/article-69036.html>.

⁴⁴ Comunicado por representante del Ministerio de Energía de Chile.

- Solo accederán a este beneficio los sistemas solares que incorporen colectores y acumuladores de proveedores autorizados que son aquellos que cumplen con la certificación que defina el reglamento.

Se han formado los Consorcios Empresariales de Investigación en Biocombustibles constituidos tanto por entidades públicas como universidades y empresas del sector privado, y con el apoyo del Ministerio de Energía y el Centro de Energías Renovables de CORFO.

Resumiendo, vemos que:

- Se estableció un marco normativo específico para fomentar el uso de energías renovables no convencionales. Desde el 2004 se fomentan las renovables a pequeña escala y desde el 2008 se obliga a los generadores a incorporar una cuota de 5% proveniente de energías renovables.
- A partir del 2008 se obliga a las empresas eléctricas que generen más de 200 MW a suministrar 5% de la energía con medios renovables no convencionales entre 2010 y 2014, con un incremento de 0.5% a partir de 2015 hasta alcanzar un 10% en 2024.
- Los precios de venta de la energía renovable en el mercado mayorista pueden ser fijados en un plazo de hasta 15 años.
- Existen subsidios para llevar adelante esta cartera de proyectos. Este beneficio se aplica a empresas privadas que propongan iniciativas inferiores a 20 MW con costos iguales o superiores a USD 400.000 y hasta USD 2 millones.
- Se establecieron mecanismos de fomento de renovables por el cual hay un pago adicional por kWh a los generadores que inyecten energía eléctrica de fuentes renovables a la red.
- Los mecanismos de fomento son financiados a través de un arancel sobre la importación de combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica y un recargo de 1% al consumidor final sobre el valor neto del consumo de energía facturada.

d) Ley (LAERFTE) - México

México cuenta con un marco legal específico con referencia a las energías renovables. La Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) del 2008 que establece, entre otras disposiciones, la obligación de la Secretaría de Energía de elaborar un Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, así como una Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía⁴⁵. El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables⁴⁶ incluye indicadores objetivos para la participación de fuentes renovables en la capacidad y generación en México. A diferencia del Programa Sectorial de Energía, los indicadores incluidos en este documento no incluyen los proyectos de hidroeléctricas de más de 30 MW de acuerdo con lo que marca la LAERFTE. Los indicadores del Programa Especial indican que para el 2012, se espera contar con una capacidad de 7.6% y una generación entre el 4.5% y el 6.6% del total nacional a partir de fuentes renovables de energía⁴⁷.

En general, y de acuerdo con el marco legal vigente, se promueven principalmente los esquemas de autoconsumo local o remoto (usando la red de transmisión del país) y la venta de energía mediante licitaciones competitivas a precios nivelados de la energía. Adicionalmente, se está trabajando en un esquema de precios preferenciales que permitirá otorgar viabilidad a proyectos de pequeña escala que hasta hoy no pueden ser bancables debido a los limitados precios a los que la red puede tomar su energía. Este esquema están en diseño actualmente e irá acompañado de metas para dicha escala de proyectos (>30 MW).

De las últimas adecuaciones y esquemas que se han publicado posteriormente a estos documentos encontramos precios preferenciales para los costos de transmisión a proyectos de autoconsumo remoto y

⁴⁵ <http://www.sener.gob.mx/res/0/Estrategia.pdf>.

⁴⁶ <http://www.sener.gob.mx/res/0/Programa%20Energias%20Renovables.pdf>.

⁴⁷ Comunicado por representante de la Secretaría de Energía de México.

nuevos desarrollos bajo el mecanismo de temporada abierta, mediante el cual se extienden las líneas de alta tensión para así facilitar la instalación de proyectos de energías renovables en el territorio mexicano. Este esquema busca identificar inversionistas potenciales en proyectos con renovables para reforzar la capacidad de transmisión existente o construir infraestructura nueva de transmisión eléctrica. El anterior ejercicio de este tipo, realizado en 2006, resultó en el desarrollo y modernización de infraestructura de transmisión para albergar casi 2500 MW de proyectos eólicos en el Istmo de Tehuantepec⁴⁸. Dicho ejercicio fue posible gracias al involucramiento de las entidades gubernamentales para la coordinación, la participación de la empresa eléctrica estatal (CF) en la ejecución de las obras y el gran recurso eólico de la zona que permitió a los desarrolladores de proyectos pagar la parte proporcional de dicha infraestructura que se estimó en casi 250 millones de dólares (sólo la transmisión y subestaciones).

El único incentivo fiscal vigente es la depreciación acelerada. Los demás apoyos, se plasman en los mecanismos regulatorios y modelos de contratos que permiten hacer los proyectos con energías renovables financierables. Los mecanismos de promoción y financiamiento de las energías renovables en México incluyen⁴⁹:

- Fondo para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía: fondo con recursos anuales de 3 mil millones de pesos mexicanos con el objetivo de impulsar el sector energético nacional a través de proyectos, programas y acciones encaminadas a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable y las tecnologías limpias.
- Depreciación acelerada de activos fijos: permite depreciar el 100% de las inversiones “para maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables”
- Fondo sectorial de energía-sustentabilidad energética: fondo generado con un impuesto a los hidrocarburos y destinado a “impulsar la investigación científica y tecnológica aplicada, así como la adopción, innovación, asimilación y desarrollo tecnológico en materia de fuentes renovables de energía, eficiencia energética, uso de tecnologías limpias, y diversificación de fuentes primarias de energía”
- Mecanismos de apoyo para proyectos de energías renovables
- El banco estatal de México (NAFIN - encargado de apoyar a pequeñas, medianas y grandes empresas del país a través de financiamiento, garantías, capacitación y asistencia técnica) tiene establecidos mecanismos para el apoyo de proyectos en energías renovables a través de:
 - (i) Fondos: Recursos de Organismos Financieros Internacionales: Líneas multinacionales como Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Mundial, Banco Alemán de Desarrollo KfW, Corporación de Financiación Internacional (IFC), que buscan proyectos piloto escalables para transferencia tecnológica baja en carbono.
 - (ii) Toma de riesgo en igualdad de condiciones: financiamiento con deuda a proyectos de energía renovable en construcción o en operación. El nivel de participación de NAFIN es hasta el 25% del total del financiamiento.
 - (iii) Emisión de capital y colocación de deuda: Según los montos de inversión y los niveles de riesgo de los proyectos, se pueden obtener recursos en el mercado de valores emitiendo deuda a largo plazo.
 - (iv) Nuevos esquemas de apoyo: esquemas (a evaluarse en cada caso) para apoyar en la liquidez de los proyectos en caso de sustitución de Off-Taker o de falta de recursos derivado de una caída en las tarifas
 - (v) Arancel “0”: Algunos de los insumos para el desarrollo de proyectos en energías renovables (maquinaria, equipo, instrumentos, materiales) están exonerados del pago del impuesto general de importación o de exportación

⁴⁸ Ídem.

⁴⁹ Ídem.

Hasta agosto de 2011, la CRE ha otorgado un total de 117 permisos de renovables con una capacidad de 3645.1 MW, de los cuales 1121.4 MW ya están operando⁵⁰.

Resumiendo, vemos que:

- Existe un marco legal específico para el fomento de las energías renovables desde el 2008.
- La venta de energía se hace mediante licitaciones competitivas y a precios nivelados
- El gobierno invierte en la expansión de la red de distribución eléctrica para facilitar el desarrollo de proyectos renovables a lo largo del territorio mexicano.
- Existen incentivos fiscales (depreciación acelerada), impositivos, regulatorios y modelos de contratos para promover los proyectos con energías renovables.
- El Banco estatal de México (NAFIN) desarrollo mecanismos para apoyar proyectos con energías renovables que incluyen, entre otros, fondos para proyectos pilotos y toma de riesgo de la inversión.
- Se creó un fondo para la investigación y promoción.
- Existen 1121.4 MW de potencia instalada de fuentes renovables.

e) Decreto Legislativo 1002 – Perú

En el Perú, el uso de los recursos energéticos renovables se fomentan a través de un marco normativo especial conformado por el Decreto Legislativo 1002 del 2008, que tiene como objetivo de promover el uso de los Recursos Energéticos Renovables (RER) mediante la promoción de la inversión para la generación eléctrica, y el Decreto Supremo N° 050-2008-EM que Reglamenta la Generación de Electricidad con Energías Renovables⁵¹.

A través de este marco normativo, el estado Peruano, mediante el Ministerio de Energía y Minas, determina un monto definido de energía a ser generado por RER, sin incluir hidroeléctricas. Este monto puede alcanzar un máximo de 5% de la producción total de electricidad en cada uno de los años del primer quinquenio.

Para cubrir el porcentaje de generación eléctrica a través de fuentes renovables, el monto de energía determinado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), dependiente del Ministerio de Energía y Minas, realiza una licitación invitando empresas interesadas a ofertar una cantidad de energía eléctrica y el costo de la misma, dando un tope máximo de generación y costo por unidad de energía producida (este último no publicado) para cada tecnología – solar, eólica, geotérmica, etc.

Por su parte, el gobierno da al oferente un “ingreso garantizado” por la energía producida, por un periodo de 20 años a través de contratos o PPAs. Estos generadores inyectan la energía eléctrica “verde” en el sistema interconectado la cual es vendida en el mercado spot junto a la electricidad de otras fuentes. Al finalizar el año se realiza un balance entre los ingresos que tuvo el generador a través del mercado eléctrico y lo ofertado por este en la licitación. Si la diferencia es negativa, el gobierno compensa (con la llamada “Prima”) al generador (ingreso garantizado) y si es positiva queda a favor del gobierno para la gestión del año entrante. Cabe destacar que dicha “Prima” es trasladada al usuario a través del peaje de transmisión por lo que el gobierno no subsidia este mecanismo. Como se mencionó en el párrafo anterior, al momento de la licitación, los generadores ofertan un costo por unidad de energía generada el cual tiene un límite estipulado por el gobierno (y no publicado en las licitaciones) para que de esta manera el impacto de la “Prima” sobre el usuario sea contenido. El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) está a cargo de realizar las liquidaciones con los generadores⁵².

⁵⁰ Según la presentación “Regulación para atraer Inversión: Renovables en México” realizada por el Francisco Xavier Salazar Diez de Sollano, Comisionado Presidente de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México, durante el “Diálogo Latinoamericano sobre el Financiamiento de Electricidad Baja en Carbono” Santiago (Chile), 22-23 agosto 2011.

⁵¹ OSINERGMIN (2010). “Boletín de comunicación de Julio 2010 (No3, año 14)”. Visto el 25 de Julio, 2011 en <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Informativo/INFO-A14N03.pdf>>.

⁵² Entrevista telefónica del 1 de Septiembre, 2011 con el Sr. Ricardo Vásquez de la Dirección General de Electricidad.

La inversión total a ser realizada por las empresas adjudicadas en el primer ejercicio de licitación es de USD 812.56 millones divididos en hidráulica 270,38m, eólica 255,60m, biomasa 46,58m y solar 240m⁵³.

El gobierno destina fondos nacionales para la Electrificación Rural exclusivamente dejando en manos del sector privado las demás inversiones en el sector. La Dirección General de Electrificación Rural, tiene a su cargo algunos programas que incentivan las energías renovables como por ejemplo el programa Euro Solar⁵⁴ financiado por la Comisión Europea cuyo objetivo es reducir la pobreza ofreciendo acceso a fuentes renovables de energía eléctrica a 130 comunidades rurales aisladas y privadas de electricidad. Asimismo se hace uso de las energías renovables como parte del programa de electrificación rural de zonas de difícil acceso.

Público	<p>Ministerio de Energía y Minas</p> <p>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) a cargo del proceso de licitación.</p> <p>El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) a cargo de realizar las liquidaciones con los generadores.</p>
Privado	Compañías participantes del proceso de licitación.

Resumiendo, vemos que:

- Existe un marco normativo específico para promover el uso de las energías renovables desde el 2008.
- El gobierno da al oferente un “ingreso garantizado” por la energía producida durante un periodo de 20 años a través de contratos o PPAs.
- Los costos adicionales (si existiesen) de la generación de electricidad con fuentes renovables es trasladada al usuario a través del peaje de transmisión.
- En las licitaciones, el gobierno define un límite por unidad de energía generada para que de esta manera el incremento del precio al usuario sea contenido.
- La primera licitación adjudico proyectos por un total de USD 812.56 millones.
- Existen algunos programas para incentivar energías renovables a través de fondos internacionales.

f) Decretos “renovables” - Uruguay

En Agosto de 2008 el ejecutivo aprueba la nueva Política Energética 2030, que en 2010 se convierte en política de estado al ser consensuada con los demás partidos políticos. Esta política tiene cuatro ejes:

Eje institucional

- El Poder Ejecutivo define y coordina las políticas energéticas, en un marco regulatorio estable y transparente, con liderazgo de empresas públicas y participación privada regulada

Eje de la oferta

- Diversificación energética, reduciendo el peso del petróleo e incrementando la participación de energías renovables, con incentivos pero sin subsidios, impulsando generación de capacidades locales

⁵³ Comunicado por el Ministerio de Energía y Minas.

⁵⁴ <http://www.programaeuro-solar.eu/home.php>.

Eje de la demanda

- Eficiencia Energética en todos los sectores, para todos los energéticos y todas las ramas de la actividad (transporte, construcción, industria) con énfasis en el cambio cultural

Eje social

- Acceso adecuado a la energía como un derecho humano (precio, calidad, seguridad) y un instrumento para generar integración social

El Decreto N° 77 de marzo del 2006, anterior a la política antes citada, constituyó la primera medida concreta desarrollada a nivel local para el aporte de energía eólica, biomasa y mini-hidráulica a la matriz eléctrica del país. Inicialmente se adjudicaron, a través de un proceso licitatorio, un total de 20 MW de energía eólica, 20 MW de biomasa y 20 MW de mini-hidro.

El desarrollo de las energías renovables impulsado por este decreto sirvió como aprendizaje, tanto para el estado como para las empresas. Una conclusión relevante de este proceso fue la necesidad de adoptar instrumentos específicos para cada fuente energética.

En el caso de la energía eólica, se realizó una subsecuente llamada a licitación. Es así que en el mes de agosto de 2009 se aprueba el Decreto N° 403 del Poder Ejecutivo que genera el marco para la incorporación de 300 MW de energía eólica al año 2015, y definiendo las condiciones para el primer tramo de la licitación por 150 MW adicionales (la demanda media anual de Uruguay se sitúa en 1.050 MW).

Como resultado de esta convocatoria se recibieron ofertas por 945,6 MW cuando estaban convocada la contratación por 150 MW (aproximadamente en una relación 6:1), con declaraciones de porcentajes mínimos de componentes nacional que igualaban o superaban el mínimo requerido para la presentación de las ofertas. Los precios de las adjudicaciones para esta primera instancia se ubicaron en el rango de los 80-85 USD/MWh.

A la convocatoria surgida del Decreto 403/009 le siguió otra con similares características que desencadenó el Decreto 159/011. En los aspectos centrales que nos ocupan en el presente informe, esta licitación no difirió de la previa y la apertura de la misma generó el precio más bajo para las Energías Renovables no Convencionales hasta el momento. La recepción de ofertas se ubicó en 1047 MW para una convocatoria por 150 MW (con una relación de aproximadamente 7:1), a la vez que los precios ofertados alcanzaron los 62 USD/MWh.

Para el caso de la biomasa, en 2010 se aprobó el Decreto 367/010: Incorporación de Energía eléctrica a partir de Biomasa, que establecía una “feed-in-tariff” (contratos a largo plazo a los productores de energía renovable basándose, por lo general, en el costo de generación de cada tecnología) sin subsidio. El Precio a pagar por la energía y potencia bajo esta modalidad de contrato se regía por los siguientes valores (revisados ligeramente al alza para el caso de ofertas que superasen el 50% de componente nacional): i) Precio de la Energía No Sujeta a Despacho: 92,00 USD/MWh ii) Precio de la Potencia Disponible Convocable: 48,00 USD/MWh-h iii) Precio Máximo de la Energía Convocada: 59,00 USD/MWh

g) PROURE – Colombia

En Colombia las energías renovables no convencionales han tenido un desarrollo limitado, principalmente por la gran disponibilidad de recursos hidráulicos y de combustibles fósiles en el país. No hay apoyos decididos al desarrollo de estas energías a través de subsidios ni garantías, pero sí que existen algunos programas puntuales de los que se han beneficiado algunos proyectos.

La pequeña hidroeléctrica, definida como centrales con menos de 10Mw de potencia, es la que más se ha desarrollado (hay 169Mw de capacidad instalados). Aunque no haya apoyos directos para estos proyectos, estas centrales tienen preferencia para entrar en el despacho de electricidad.

En el caso de la eólica, se construyó solamente un parque de 20Mw de capacidad. Este proyecto, que entró en funcionamiento en 2004 se benefició de la cooperación bilateral alemana (GTZ) y del fondo de innovación y desarrollo de Gobierno colombiano (Colciencias) por tratarse de una innovación tecnológica en el país. De hecho, el proyecto fue implementado por la empresa EPM como una iniciativa exploratoria, no ha tenido seguimiento.

El Plan Nacional de Desarrollo indica un apoyo a las energías renovables, que está aún por concretarse: “La diversificación de la matriz energética a través de energías alternativas, se concebirá como un proceso de conocimiento, aprendizaje e innovación en el uso de tecnologías limpias, a partir de las distintas potencialidades de cada región” (PND 2010 - 2014)

El Ministerio de Minas y Energía publicó la resolución 180919 del 1 de junio de 2010, donde se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el “Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales”, PROURE.

Entre varias metas sobre ahorro energético y uso eficiente de los recursos, el artículo 7º de esta resolución establece unas metas de generación eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía, que son del 3,5% para el año 2015 y del 6,5% para el año 2020. De momento estas metas son solo indicativas y no de cumplimiento obligado.

B. Ejemplos de proyectos PPPs en energías renovables en la Región

Los ejemplos que se presentan a continuación emanan de iniciativas ajenas a los programas de fomento arriba estudiados. Estos responden a iniciativas concretas promovidas de manera conjunta por los gobiernos y las empresas(esquemas tipo PPP), en algunos casos con el apoyo de organismos internacionales.

a) Empresa Nacional de Geotermia - Chile

La Ley de Concesiones de Energía Geotérmica en Chile N° 19.657 promulgada el 7 de enero de 2000, permite la participación de ENAP (Empresa Nacional de Petróleo, propiedad del Estado) en esta industria, pudiendo formar parte de sociedades destinadas al desarrollo de este negocio con una participación que sea inferior al 50%.

Al amparo de este mecanismo legal, en abril de 2005 ENAP concretó la alianza estratégica con la compañía italiana Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) para el desarrollo de proyectos de exploración y producción de energía geotérmica en Chile. La operación se materializó mediante la adquisición por parte de ENEL del 51% de la participación accionaria en Empresa Nacional de Geotermia S.A. (ENG), sociedad en la que ENAP posee el 49% restante.

En marzo de 2006, esta alianza estratégica se amplió con la adquisición por parte de ENEL del 51% de las acciones de la sociedad Geotérmica del Norte S.A. (GDN); el 49% restante de las acciones quedó en manos de ENAP y CODELCO con el 44% y 5% respectivamente.

Entre 2006 y 2009, ENG y GDN se dedicaron principalmente a participar en las licitaciones de concesiones de exploración y explotación geotérmica y realizar estudios de reconocimiento y pre-factibilidad en las áreas de interés. Las actividades ligadas a la obtención de concesiones y la realización de los estudios mencionados, representaron un importante esfuerzo de las empresas involucradas, tanto en términos de recursos humanos cómo financieros (estimables en numerosas decenas de millones de dólares estadounidenses). Los resultados de los estudios de terreno destacaron – entre otras zonas - el elevado potencial geotérmico de la zona del Tatio, al norte del Desierto de Atacama, sector en donde comenzaron trabajos de mayor detalle técnico y científico, tanto superficiales como de profundidad.

En septiembre 2009, la empresa Geotérmica del Norte fue cuestionada por una fuga que se produjo en uno de los pozos de exploración que mantenía en las cercanías del parque nacional de los géiseres del Tatio, y que generó fumarolas de más de 60 metros. Los trabajos de exploración fueron rechazados por la comunidad y las autoridades de la zona, los que acusaron daño ambiental y al patrimonio turístico. Dichos eventos instaron a GdN a interrumpir las actividades de exploración en la zona y a buscar un área de menor impacto turístico/ambiental.

En Mayo 2011, el mismo Gerente General de ENAP anunció le decisión de comenzar el proceso de venta del 49% de la Empresa Nacional de Geotermia (ENG) y el 44% de Geotérmica del Norte (GDN), abandonando así el negocio de la geotermia. El alto ejecutivo también informó que la venta iba a ser realizada por medio del banco de inversiones BNP Paribas, previendo que el proceso estaría finalizado en 6 meses.

No obstante estas declaraciones, en el mismo mes de Mayo 2011 los máximos ejecutivos de Geotérmica del Norte informaron el comienzo de los trámites ambientales para la instalación de una planta geotérmica a unos 200 kilómetros al norte de la discutida zona de El Tatio.

Se trata de la iniciativa "Cerro Pabellón", ubicada en el sector de Pampa Apacheta, en la comuna de Ollagüe (II Región), cuya inversión es estimada en US\$ 180 millones, de acuerdo con lo consignado en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado por GDN. El proyecto considera una capacidad para producir 50 MW de energía que será inyectada al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a través de un sistema de transmisión de 220 kV. Además de las instalaciones de generación, el proyecto contempla la habilitación de 11 plataformas de perforación para pozos de producción y pozos de reinyección, así como una red de tuberías, red de caminos internos y obras auxiliares.

La planta geotérmica, además de aportar a la diversificación energética del país y en particular de la Región de Antofagasta, sería la primera planta de 50 MW de Sudamérica, haciendo de esta Región una plataforma para el desarrollo de esta energía limpia, permanente y renovable.

En las próximas etapas (año 2012) se deberán realizar los análisis de datos de composición del fluido y del reservorio de los campos perforados, además de la perforación de pozos adicionales tanto para producción como para reinyección de los fluidos geotérmicos, para la posterior construcción de la planta (año 2013), operación y comercialización de la energía producida. Se espera que la planta comience a operar en el primer trimestre de 2014.

Sobre la base de estos concretos avances, ENAP está re-evaluando la decisión de salir de GDN y, por tanto, del negocio de la geotermia; en caso de confirmar su continuidad, el Estado de Chile mantendría su presencia estratégica en el desarrollo de un importante recurso energético para el país, al tiempo que podría eficazmente recuperar las inversiones realizadas - con dinero fiscal - en las actividades de riesgo ligadas a la exploración geotérmica.

b) Proyecto eólico en las Islas Galápagos - Ecuador

A través del financiamiento de empresas del E8 (Organización que agrupa a las compañías eléctricas más grandes del mundo), del Fondo de las Naciones Unidas (UNF) y del Gobierno de Ecuador, se construyó un parque eólico en la isla San Cristóbal, la más poblada del archipiélago de las Galápagos, Ecuador.

La intención del proyecto es reducir la cantidad de diesel como combustible que se usa actualmente en la generación de electricidad, y para promover la introducción de energía renovable en las Islas Galápagos y así reducir los riesgos ambientales del movimiento de combustible diesel, y reducir los costos de generación eléctrica, fuertemente subsidiados por el estado nacional.

La implementación del proyecto se inició en el 2005 con la creación de la Corporación San Cristóbal S.A. EOLICSA, a través de un Fideicomiso Mercantil creado por las empresas del E8 y la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos (Elecgalápagos S.A.), subsidiaria del gobierno nacional para la provisión del servicio eléctrico en las islas del archipiélago.

Fondos Pichincha, una empresa Ecuatoriana especializada en la administración de fondos de inversión y negocios, actúa como Administrador del Fideicomiso Mercantil, mientras que la empresa Industry and Energy Associates de Estados Unidos actúa como Director del Proyecto.

La tarifa fijada de la electricidad producida por el parque Eólico San Cristóbal es de USD 0.1282/kWh. Dicha tarifa está garantizada por un periodo de 12 años a través de un contrato firmado entre Elecgalápagos S.A. y EOLICSA, de acuerdo a la regulación 004/04 ("Precios de la Energía producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales") del Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC. Este pago es menor al del precio pagado por la generación a través de combustible diesel (USD 0.16/kWh) que recibía un subsidio del gobierno ecuatoriano reduciendo así el costo del diesel a USD 0.91/galón.

El financiamiento del proyecto fue mixto e incluyó capitales privados y públicos como se indica en el Cuadro 14. El costo estimado del proyecto fue de USD 11,250,000.

CUADRO 14
FINANCIAMIENTO APROXIMADO DEL PROYECTO EÓLICO
SAN CRISTÓBAL - GALÁPAGOS, ECUADOR

Fuente de financiamiento	Monto (USD)
Donación de los miembros del E8	6 800 000
Donación del Fondo de las Naciones Unidas (UNF)	1 000 000
Subsidio de capital provisto por el Gobierno Ecuatoriano	3 200 000
Impuesto a la renta 2004 por intermedio del Gobierno Municipal de San Cristóbal	250 000
TOTAL	11 250 000

Fuente: EOLICSA.

Debido a su pequeña escala y la complejidad logística a causa de la ubicación geográfica, el costo del parque eólico fue relativamente elevado (aproximadamente USD 4,100/kW), comparado con emprendimientos de mayor envergadura en el continente. Esto fue anticipado por lo que la ejecución del proyecto no tuvo mayores complicaciones.

c) Consorcios CORFO para investigación y desarrollo de biocombustibles - Chile

La Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), creada en 1939, es el organismo del Estado chileno encargado de impulsar la actividad productiva nacional, ejecutando las políticas gubernamentales en el ámbito del emprendimiento y la innovación. Los servicios principales de CORFO incluyen i) financiamiento especializado (recursos no reembolsables), ii) asesoría experta en todo el ciclo de innovación, y iii) desarrollo de redes de ayuda para innovar.

La Gerencia de Emprendimiento e Innovación de CORFO tiene a su cargo la Dirección Ejecutiva del Comité InnovaChile, cuyos objetivos incluyen: promover los valores del emprendimiento y la innovación, apoyar el desarrollo de negocios que generen un alto impacto económico y social, así como facilitar el acceso a herramientas para que en Chile se conozcan y adopten buenas prácticas de innovación en empresas y organizaciones.

InnovaChile y la Comisión Nacional de Energía realizaron un concurso de licitación para la creación de consorcios tecnológicos empresariales con el fin de investigar y desarrollar biocombustibles de segunda generación, a base de algas. Los consorcios Desert Bionergy, AlgaFuels y BAL Biofuels S.A fueron los ganadores de dicho concurso. Con una inversión total de USD 31.6 millones, compuesta por aportes del estado Chileno e inversiones de las empresas privadas participantes, dichos consorcios trabajan, desde el 2010, en la producción de biocombustible a base de algas y la creación de un modelo energético sostenible para fortalecer las capacidades y competencias científicas y tecnológicas del país. El Cuadro 15 muestra los consorcios formados, sus integrantes y los aportes de capitales correspondientes.

d) Proyecto fotovoltaico en el estadio de Bahía - Brasil

El proyecto prevé la instalación de un generador solar fotovoltaico de 400 kW (pico), que será instalado al tejado del estadio de fútbol de la ciudad de Salvador de Bahía y unido a la red eléctrica del Estado de Bahía.

Para el sector energético brasilero, este proyecto tiene no sólo gran valor científico y tecnológico, sino también relevantes impactos económicos y sociales. De hecho el uso de sistemas fotovoltaicos directamente conectados a la red no está desarrollado en Brasil y ofrece oportunidades de replicabilidad.

CUADRO 15
CONSORCIOS FORMADOS PARA EL DESARROLLO DE BIO-COMBUSTIBLES
CON PARTICIPACIÓN PÚBLICA Y PRIVADA

Nombre del proyecto	Descripción	Desarrollador	Co-desarrolladores	Aporte Innova Chile	Aporte Consorcio
Desert Bioneregy S.A.	Consorcio para la investigación y desarrollo de la industria del combustible a partir de microalgas	Universidad de Antofagasta	Universidad de la frontera Electroandina S.A. Prodalmar Ltda. Molinera Gorbea Ltda. Cicitem Copec S.A.	\$2.49 millones	\$3.56 millones
Algaefuels S.A.	Consorcio tecnológico empresarial de biocombustibles a partir de microalgas en las regiones del norte de Chile	Bioscan S.A.	Edelnor S.A. Copec S.A. Rentapack PUC	\$3.24 millones	\$6.84 millones
Balfuels S.A.	Consorcio biotecnológico de investigación y desarrollo para la producción de biocombustible a partir del alga <i>macrocystis pyrifera</i>	Bal Chile S.A.	Bioarchitecture Lab Inc. (USA) ENAP Refinerías S.A. Universidad de los Lagos AVS Chile S.A. Pontificia Universidad Católica de Chile Universidad Católica del Norte Walbusch S.A. Sociedad las Vegas del Mar Ltda. Nofima Marin AS Pesquera San José S.A.	\$3.77 millones	\$5.42 millones

Fuente: CORFO.

La estructura de la PPP de este proyecto es la siguiente: Sector Público - Eletrobrás, Gobierno del Estado Bahía, Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC. Sector Privado - Coelba (Compania de Electricidad del Estado de Bahia) / Neoenergia (una de las mayores empresas del sector eléctrico Brasileiro que actúa en toda la cadena de producción de energía eléctrica), GIZ /Alemania, Instituto Ideal.

En esta sociedad Coelba, el Estado Bahía y GIZ son responsable de la financiación, según el esquema siguiente: Coelba (el 66 %), Estado da Bahía (el 32 %), GIZ (el 2 %), por una inversión total del R\$ 5.557.510,70. Coelba invertirá capital fresco ligado a la regulación ANEEL para proyectos de eficiencia energética en el desarrollo de proyecto, así como en la adquisición de sistema y la instalación. El Gobierno de Bahía invertirá dinero en el refuerzo de la infraestructura del estadio, mientras que GIZ pagará por consultores y gastos de viaje.

LA PPP establecida para este proyecto, representa un interesante caso-piloto, ya que apunta a maximizar las ventajas de la generación distribuida de sistemas solares fotovoltaicos integrados a edificios, en entornos urbanos y en la cercanía del consumidor. Debido al alto perfil público del estadio, el proyecto ayudará a estimular la conciencia pública local sobre la necesidad de ampliar el suministro de energía a través de fuentes renovables.

En términos más generales, este tipo de PPP pueden influir positivamente en el desarrollo a largo plazo de políticas y regulaciones que permitan una integración efectiva de las renovables a la red, no sólo de Brasil sino también de otros países de la Región.

e) **Proyecto mini-hidráulico Wiwili – Nicaragua**

El proyecto prevé la instalación de una planta de hidroelectricidad de 1.48 MW en el Municipio de Wiwili, con extensión de la red distribución en la región norte de Nicaragua.

La estructura de la PPP de este proyecto es la siguiente: Sector Público - Compañía Municipal EMEEAW y Ministerio de Energía y Minas. Sector Privado - e8 (Global Sustainable Electricity Partnership).

La política energética del país apoya el desarrollo de proyectos de energía renovable y pequeños proyectos hidroeléctricos por medio de varios incentivos, como exenciones de impuestos durante la construcción y los primeros años de operación, además de algunas subvenciones para la electrificación rural. En consecuencia, la financiación del proyecto Wiwili se realizó por medio de una combinación de fondos públicos (prestamos y subvenciones) en el marco del programa de electrificación nacional rural financiado por el Banco Mundial, además de fondos del sector privado y una subvención del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). La participación de un grupo internacionalmente respetado de empresas (el e8) adentro de la PPP, fue clave para convencer las organizaciones financieras de desarrollo como el Banco Mundial y el BID.

Este proyecto pone en evidencia la importancia de la subdivisión de roles y responsabilidades entre los socios de una PPP: los privados pueden aportar el “know-how” y el financiamiento financiero, mientras que el socio público puede contribuir tanto en su calidad de facilitador ante la sociedad (comunidades, autoridades locales, etc.) como ofreciendo incentivos (exenciones fiscales y subvenciones) para apoyar el desarrollo local de su población. También queda en evidencia que una definición más cuidadosa de los roles y responsabilidades así como del compromiso a largo plazo de todos los socios de la PPP debe ser oportunamente establecido y convenido antes de la puesta en marcha del proyecto.

f) **Proyectos hidráulicos Figuerópolis & Ludesa – Brazil**

Se trata de dos pequeñas centrales hidroeléctricas en Figueirópolis (20-MW) y Ludesa (30-MW).

La estructura de las PPPs de este proyecto es la siguiente: Sector Público - Eletrobrás (la empresa eléctrica más grande de la América Latina), que alcanza una propiedad del 52% de los dos proyectos aquí mencionados. Sector Privado - Companhia Hidroelétrica Figueirópolis S.A., Ludesa Energética S.A.

Las políticas energéticas del Gobierno influenciaron de manera relevante la toma de decisiones relativas a este proyecto, ya que las directrices y reglamentos vigentes tienen un impacto significativo sobre la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos energéticos que se desarrollan en el país, tanto de fuentes convencionales como los renovables.

Los socios del proyecto usaron un esquema de financiación a largo plazo con el Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (BNDES). En el caso del proyecto de Figueirópolis, los socios de la PPP utilizaron - por medio del Banco do Brasil - fondos provenientes del “Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO)”. El FCO es un instrumento importante, que apunta a estimular negocios adentro de la región centro-oeste del país en la generación del desarrollo social y económico. Las PPPs de los dos proyectos ofrecieron garantías a las entidades de financiación por medio de los acuerdo de compra de energía, operativos bajo el esquema definido por el programa PROINFA del Gobierno brasileño.

De esta manera, se consolida la postura en base a la cual la inversión para este tipo de emprendimiento depende fuertemente de la existencia de programas de incentivos (como el PROINFA), ya que permiten establecer contratos a largo plazo y su consecuente y atractiva compensación financiera. También confirma que sólo si este tipo de incentivos son conservados en el tiempo, entonces los proyectos pueden ser replicados.

C. Discusión

Los programas de fomento de energías renovables aquí estudiados demuestran un panorama relativamente positivo ya que se ven acciones claras de parte de los países, y resultados hasta ahora prometedores.

Como mencionado anteriormente, el establecimiento de un marco legal claro, estable y transparente parece ser una condición sine qua non para atraer capitales privados en la generación de energía a través de fuentes renovables. Este punto en particular, al igual que el acceso a fuentes de financiamiento, fue varias veces reiterado en charlas informales y algunas presentaciones de actores privados de energías renovables durante el “Diálogo Latinoamericano sobre el Financiamiento de Electricidad Baja en Carbono” organizado por e8 y CEPAL/Naciones y celebrado en Santiago de Chile del 22 al 23 de agosto de 2011.

La existencia de dichos marcos regulatorios es común para todos los casos estudiados. Si bien cada marco regulatorio toman en cuenta la situación particular de cada país, estos tienen varios puntos en común, sobre todo en su calidad de políticas gubernamentales que los hace más estables ante cambios de gobierno.

El alto costo de inversión y riesgos de este tipo de proyectos, resalta la necesidad de establecer mecanismos de financiamiento y acuerdos por los cuales se pueda garantizar la compra de la energía por un periodo prolongado y a un precio acordado. Con referencia a contratos por la energía generada (o PPA), la mayoría de los programas estudiados muestran un esquema de este tipo, sobre todo el PROINFA, que es tal vez el ejemplo más prominente por su mayor tiempo de existencia y magnitud alcanzada de inversiones.

Los programas estudiados están dando lugar a numerosos emprendimientos en energías renovables no convencionales, incluyendo pequeñas centrales hidráulicas. Dichos emprendimientos pueden ser considerados como PPP ya que los riesgos, y en algunos casos los costos, son asumidos entre el sector público (PPA y disponibilidad de créditos en ciertos casos) y privado (inversión y operación del proyecto).

Nuevamente relacionado con el alto costo de inversión y riesgo de los proyectos en energías renovables, el acceso al financiamiento es otro de los puntos críticos para el desarrollo de proyectos de este tipo y bajo un marco como el de los programas aquí presentados. Los créditos puestos a disposición por el Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) dentro del contexto PROINFA fueron importantes para favorecer la participación privada. Sin embargo, los requisitos de garantías solicitados por dicho banco dejó a varias empresas medianas y pequeñas sin posibilidad de participar de las licitaciones. Es por lo tanto importante tener reglas de juego claras definiendo las restricciones que se imponen, los incentivos que se ofrecen, y mostrando la sostenibilidad del proyecto a corto y largo plazo.

La transmisión de la energía generada por fuentes renovables es otro desafío importante en donde la participación del estado puede jugar un rol determinante. El gobierno de México por ejemplo actúa sobre este punto como mecanismo para fomentar el emplazamiento de proyectos con renovables. Además de reducir costos de inversión ya de por sí elevados en proyectos de renovables, la expansión de las redes de transmisión amplía las áreas geográficas para el emplazamiento idóneo de proyectos renovables, haciéndolos así más atractivos para el privado y posiblemente llegando a cubrir mayor cantidad de población, incluso aquella en zonas remotas.

Un punto importante a destacar es el énfasis que se le da a los programas para la inclusión de una componente nacional en el desarrollo de proyectos. Asegurar la participación de proveedores y mano de obra locales puede ayudar a promover el desarrollo de la competitividad de los precios, desarrollar capacidades y conocimiento técnico local.

Los programas de fomento de proyectos con energías renovables deberían incluir una fuerte componente en eficiencia energética, promoviendo y concientizando el uso racional de la energía a nivel residencial, comercial e industrial.

El PROINFA de Brasil es aquel programa con mayor existencia y magnitud, mientras que los restantes se encuentran en sus fases iniciales de implementación, aunque en muchos casos, ya se otorgaron las concesiones a empresas para que inicien la instalación de las centrales a base de energías renovables.

Queda en evidencia que la respuesta del sector privado a los incentivos/participación de los gobiernos es positiva. De la misma forma, resalta la importancia de honrar los contratos firmados y darle continuidad a los programas y políticas específicas establecidas para generar un contexto de confianza y mutuo beneficio para el sector público y privado. La credibilidad del gobierno y la transparencia de los procesos parecen ser esenciales para el éxito de este tipo de programas.

D. Obstáculos existentes al desarrollo de proyectos de energía renovable a través PPP

Como se puede apreciar en las secciones anteriores, América Latina y el Caribe han recientemente iniciado un significativo proceso de fomento de las energías renovables a través del establecimiento de marcos normativos y condiciones favorables para proyectos con dichas tecnologías. Esto demuestra que hay un interés concreto por estas energías en vistas a expectativas de crecimiento económico favorable que llevan indefectiblemente a un incremento en la demanda energética.

El estado juega un rol determinante en los programas en funcionamiento al igual que el sector privado, que en la mayoría de los casos está encargado de realizar la inversión, construcción, mantenimiento y explotación de la infraestructura. Estos programas y procesos requieren aun mejoras pero muestran claramente la necesidad de la participación del sector público y privado.

El Fondo Multilateral de Inversiones (Miembro del Grupo BID) comisionó a Economist Intelligence Unit a realizar una “Evaluación del entorno para las asociaciones público-privadas en América Latina y el Caribe”⁵⁵. Basándose en diferentes variantes, dicho estudio realizó un índice (de 0 a 100) calificando el entorno para PPP en algunos de los países de América Latina y el Caribe. Cabe aclarar que este estudio enfoca las PPP en general y no específicamente para el caso de las energías renovables. El Cuadro 16 presenta los valores dados a los países incluidos en el estudio, según las categorías estudiadas.

CUADRO 16
VALORIZACIÓN DEL ENTORNO PARA LAS PPP EN ALGUNOS PAÍSES
DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE. VALORES DE 0 (PEOR) A 100 (MEJOR)

País	Marco normativo	Marco institucional	Madurez operativa	Clima de inversión	Facilidades financieras	Factor de ajuste sub-nacional	Ranking general	No.
Argentina	21,9	33,3	16,7	19,0	33,3	50	27,5	12
Brasil	71,9	75,0	87,5	58,8	72,2	75	73,2	2
Chile	84,4	75,0	72,2	85,4	97,2	50	79,3	1
Colombia	50,0	50,0	46,7	72,4	55,6	50	53,7	5
Costa Rica	34,4	25,0	42,1	40,7	41,7	0	32,3	9
Ecuador	6,3	0,0	33,0	17,9	16,7	25	14,2	18
El Salvador	28,1	33,3	25,1	40,3	47,2	0	30,6	10
Guatemala	53,1	50,0	35,4	52,9	22,2	25	42,4	6
Honduras	15,6	33,3	35,1	47,1	11,1	0	24,6	14
Jamaica	25,0	25,0	25,3	35,9	16,7	25	25,4	13
México	56,3	58,3	54,0	56,1	72,2	50	58,1	4
Nicaragua	21,9	25,0	13,1	15,6	8,3	0	16,0	17
Panamá	37,5	25,0	13,1	58,1	63,9	0	34,6	7
Paraguay	25,0	25,0	15,6	31,4	25,0	25	24,5	15
Perú	75,0	75,0	53,6	75,2	61,1	50	67,2	3
República Dominicana	21,9	8,3	14,0	49,1	30,6	25	23,7	16
Trinidad y Tobago	25,0	25,0	9,5	39,9	58,3	25	29,9	11
Uruguay	34,4	33,3	19,3	43,7	30,6	25	31,8	9
Venezuela	0,0	0,0	0,6	10,5	16,7	0	4,2	19
Promedio por variante	36,2	35,5	32,2	44,7	41,1	26,3		

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del estudio “Infrascopes 2010 - Evaluando el entorno para las asociaciones público-privadas en América Latina y el Caribe” realizado por Economist Intelligence Unit para el Fondo Multilateral de Inversiones (OMIN) del Grupo BID.

⁵⁵ El documento se puede descargar en: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35434944>.

El Cuadro 16 muestra los promedios más altos (lo que indica una situación favorable) para “Clima de inversión” y “Facilidades financieras” y puntajes más bajos para el resto de las variantes, en particular “Factor de ajuste sub-nacional”.

En cuanto al clima de inversión, el informe del Fondo Multilateral de Inversiones indica que en la mayoría de los países de la región existen interferencias políticas para el desarrollo de esquemas PPP. Chile, Colombia y Perú presentan una mayor voluntad y consenso político para las PPP en la mayoría de los sectores productivos, como así también estrategias e iniciativas para incrementar el número de proyectos PPP para la infraestructura.

Brasil, México y la mayoría de los países centro americanos cuentan con estrategias políticas y actitudes favorables para las PPP, aunque resalta la lentitud en algunos procesos de la implementación de proyectos. Cabe destacar que si bien existen riesgos de incumplimiento de contratos PPP y/o concesiones, varios países de la región han mejorado su estabilidad política mejorando así el clima de inversiones.

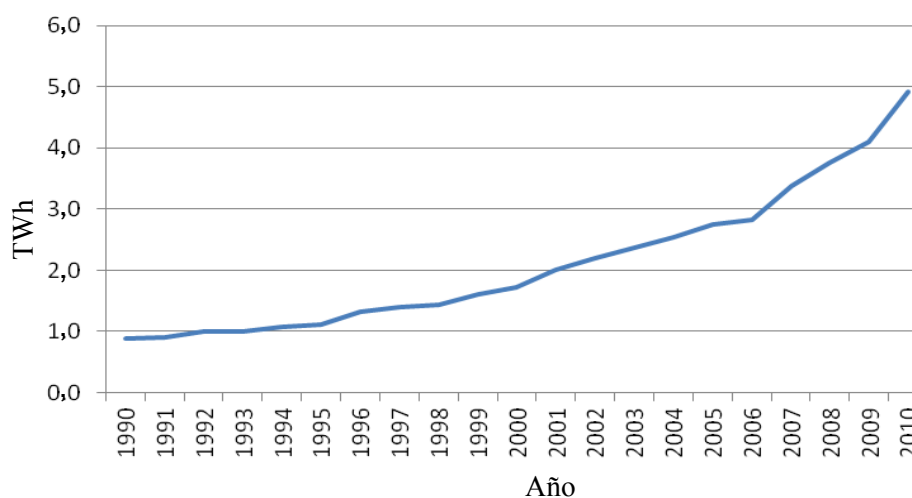
Por otro lado, y con referencia a las facilidades financieras, dicho informe indica que las subvenciones existentes en el sector eléctrico se enfocan más que nada al usuario final y no tanto así en el generador. Con el estudio de casos anterior, se puede ver que en el ámbito de energías renovables, esto no es así ya que las condiciones favorables son dadas a los generadores o realizadores del proyecto traspasando, en muchos casos, el costo adicional al consumidor final.

E. Mejores prácticas

El uso de las energías renovables no convencionales en América Latina ha visto un incremento importante (15%) en los últimos 4 años, como se puede ver en el Gráfico 14. Este incremento coincide con la creación de programas de promoción de energías renovables no convencionales en la región que, en algunos casos, empezaron a implementarse ya desde el 2003 y que lograron o están logrando algún grado de éxito.

Si bien cada país debe adaptar sus programas de incentivos de energías renovables a su propia realidad, las iniciativas actuales son experiencias muy importantes para el diseño y gestión de programas que mejor se adapten a la región.

GRÁFICO 14
CANTIDAD DE ELECTRICIDAD GENERADA POR FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (1990 – 2010)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2011.

De manera más general, las recomendaciones de mejores prácticas en PPP propuestas en el ya citado informe “Strengthening Public-Private Partnerships to Accelerate Global Electricity Technology Deployment”⁵⁶ del e8 y la UN-Energy, son valiosas ya que emanan de una encuesta realizada por dichas instituciones entre varios actores del sector público y privado con incumbencia en el sector eléctrico (recuadro 1).

RECUADRO 1
RECOMENDACIONES DE MEJORES PRÁCTICAS EN PPP PROPUESTAS EN EL INFORME DEL E8 Y UN-ENERGY

Políticas que apoyen las PPPs:

- Establecer un plan nacional de desarrollo energético formal amparado por un marco legislativo sólido con metas para PPPs claramente identificadas y definidas. Estas políticas ayudan a fomentar las inversiones, establecer marcos regulatorios y legales estables, y proveer incentivos y financiamiento para estas tecnologías.
- Proveer garantías de recuperación del capital invertido a través de planes nacionales de energía respaldados por una legislación y reglamentación comprometidas con la promoción de las tecnologías renovables.
- Incluir en las políticas de PPP una componente para el financiamiento compartido de la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías renovables y/o partes de estas para complementar la cadena de producción.

Definir las aplicaciones de las PPPs:

- Alcanzar comunidades remotas con servicio eléctrico para fomentar crecimiento económico y calidad de vida.
- Optimizar el uso de las habilidades del sector privado para atraer financiamiento así como diseñar, construir, mantener y operar las obras. Ampliar las posibilidades dadas al sector privado para el financiamiento de proyectos en energías renovables.
- Establecer metas a largo plazo. Uno de los puntos fuertes del sector público es la capacidad de desarrollar políticas a largo plazo y de bajo riesgo que puedan atraer inversores y desarrolladores a invertir en proyectos en energías renovables.
- Mantener alianzas fuertes entre el público y privado a través de una comunicación efectiva, funciones y responsabilidades bien definidas, y un compromiso continuo.

Financiamiento:

- Utilizar los PPAs con el sector privado para dar mayor certidumbre a las inversiones a largo plazo

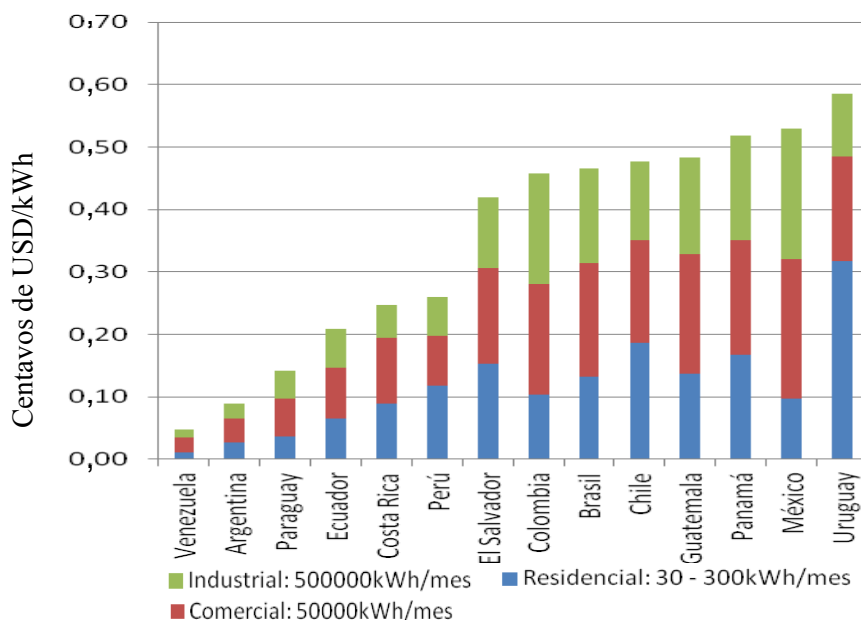
Del 22 al 23 de Agosto de 2011, el E8 y la CEPAL realizaron el encuentro “Diálogo Latinoamericano sobre el Financiamiento de Electricidad Baja en Carbono” en Santiago de Chile. Dicho evento dio lugar a que empresas y representantes del sector público dialogaran sobre las maneras de favorecer estas tecnologías. Dos de los requisitos más recurrentes por parte del sector privado fueron el acceso al financiamiento para la infraestructura y el compromiso de las entidades públicas a través de un marco legal específico, transparente y constante en el tiempo.

A nivel de un marco legal específico, parece ser que el sector público latinoamericano ha reaccionado (y está reaccionando) correctamente en las direcciones identificadas en el estudio e8 y UN-Energy, ya que los programas de incentivo de energías renovables expuestos anteriormente muestran un marco regulatorio específico. El hecho de que dichos marcos legales estén fundados en leyes, da la sensación de que fueron creados con visión a futuro y voluntad de mantenerlos en el tiempo.

⁵⁶ El documento se puede descargar en: <http://www.globalelectricity.org/upload/File/Summit%20Meeting/NY%202011/e8-UN-Energy%20Report%20-%20Strengthening%20PPP%20Recommendations.pdf>.

En cuanto a la financiación, se destacan las facilidades dentro del programa PROINFA a través del Banco de Desarrollo de Brasil, aunque los procesos pueden aun mejorarse. Es importante resaltar aquí que un país con un PBI de más de USD 2 billones⁵⁷ como Brasil, es efectivamente capaz de brindar este tipo de financiamiento. De lo contrario, no parece ser este el caso de los demás programas, donde la financiación de la infraestructura queda en manos de entidades privadas. En cuanto a la subvención de la electricidad “verde” generada, cabe destacar que estas son competitivas en algunos países como Chile y Uruguay donde el costo de la electricidad es elevado (ver Gráfico 15).

GRÁFICO 15
COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA
SEGÚN EL SECTOR INDUSTRIAL, COMERCIAL Y RESIDENCIAL (2011)



Fuente: OSINERGMIN.

Considerando un costo de USD 0.20 por kWh⁵⁸ de electricidad proveniente de fuentes renovables no convencionales, podemos ver que un gran número de países de la región tienen ya precios por la electricidad compatibles con fuentes renovables, particularmente para los sectores comerciales e industriales.

Los costos bajos de la electricidad en algunos países se deben, generalmente hablando, a subsidios otorgados por el estado. La electricidad es usualmente percibida por la población como un bien público, por lo que los impactos sociales de los programas de subsidio tienden a prevalecer sobre los parámetros de eficiencia económica de los mismos⁵⁹.

Si bien estos subsidios representan una ayuda importante para los sectores más pobres de la población, estos representan un costo público elevado, están sujetos a las variaciones de costos de combustibles y, muchas veces, abarcan a sectores que no necesitan realmente de estos subsidios.

Recientemente en Argentina se inició la reducción del subsidio por la electricidad a aquellos barrios de mayor ingreso promedio de la Ciudad de Buenos Aires, incluyendo así también la posibilidad de renunciar voluntariamente a dicho subsidio a través de un simple trámite por internet.

⁵⁷ Banco Mundial. Visto el 30 de Agosto, 2011 de <<http://data.worldbank.org/country/brazil>>

⁵⁸ Estimación de costo realizado por la Energy Information Administration (2009). Visto el 14 de Septiembre, 2011 de http://www.eia.gov/oiaf/aeo/pdf/2016/levelized_costs_aeo2010.pdf.

⁵⁹ Pantanalí, C y Benavides, J. (2006) “Subsidios Eléctricos en América Latina y el Caribe: Análisis Comparativo y Recomendaciones de Política”. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington D.C.

De mantenerse esta una política de reducción de subsidios, Argentina llegaría a precios de la electricidad más cercanos a los valores promedio de la región. De esta manera, el interés y factibilidad de proyectos con energías renovables podrían verse incrementados, debido justamente a precios mayores de la electricidad. Esto tendría beneficio no sólo para los inversores privados, sino también para los gobiernos, que no tendrán que hacerse cargo de los costos diferenciales entre fuentes de energía tradicionales y los costos de las renovables.

VI. Conclusiones

Visión General

- La región latinoamericana basa su producción de electricidad mayoritariamente en combustibles fósiles que son causantes de emisiones de gases de efecto invernadero y en muchos casos no está disponible localmente.
- Entre las fuentes de energía renovables resalta la hidroeléctrica (especialmente en Brasil), mientras que las no convencionales ocupan aun hoy un lugar marginal en la matriz eléctrica de la región.
- Un número significativo de países de la región tienen hoy precios de la electricidad compatibles con los costos de generación de fuentes renovables, particularmente para los sectores comerciales e industriales.
- El uso de las energías renovables no convencionales en América Latina ha visto un incremento importante (15%) en los últimos 4 años.

Ambiental y social

- En América Latina y el Caribe, 70 millones de personas que no cuentan aun con servicio moderno de electricidad.
- La capacidad de generar electricidad sin emitir emisiones de gases de efecto invernadero y la posibilidad de su instalación descentralizada, hace que las energías renovables no convencionales sean claves para cumplir con estrategias y políticas relacionadas con el cambio climático y el acceso universal a la electricidad.

Barreras

- El elevado costo de inversión y mantenimiento, la complejidad en la construcción y retornos económicos no siempre altos - que generalmente caracterizan los proyectos en energía renovable - plantean un desafío importante para el desarrollo de estos proyectos y la penetración de dichas tecnologías en la región.

Programas de Promoción

- Varios países de la región, particularmente en América del Sur, han puesto en marcha programas para fomentar el uso de energías renovables no convencionales en la producción de electricidad. Dichos programas tienen en común la participación del estado como regulador, promotor y en algunos casos garante, y al sector privado como el realizador y operador de la obra.
- Estos países cuentan con un marco legal específico, un punto crítico para favorecer la participación privada.
- Argentina, Brasil y Perú garantizan la compra de la energía renovable de fuentes no convencionales a través de PPA con un plazo de 15 a 20 años.

Alianzas Público-Privadas (PPP)

- Los proyectos que emanan de los programas de fomento de las energías renovables no convencionales, incluyendo pequeñas centrales hidráulicas, pueden ser considerados como PPP ya que los riesgos, y en algunos casos los costos, son asumidos entre el sector público (acuerdos de compra de energía/PPA y disponibilidad de créditos en ciertos casos) y privado (inversión y operación del proyecto).
- Las PPP pueden ser implementadas para diversos fines: investigación y desarrollo de tecnologías, desarrollo de proyectos a gran escala, creación de empresas y pequeños productores entre otros.
- Los riesgos de las PPP están relacionados tanto con la estabilidad macro económica de un país y de su marco legal general, como con la normatividad específica que regula este tipo de asociaciones. Un aspecto importante de la negociación de una PPP es el grado en que estos riesgos son transferidos del sector público al privado y a qué precio.
- El clima de inversión y las facilidades financieras son sin duda algunos factores favorables en la región para la creación de PPP.

Inversiones

- Los programas existentes en la región para la promoción de las energías renovables no convencionales atrajeron, en su conjunto, alrededor de USD 9000 millones en inversiones para dichas tecnologías hasta la fecha. Cabe notar que aproximadamente USD 3840 millones han sido ya invertidos, mientras que la cantidad restante se basa en contratos que deben aun iniciar la construcción de la infraestructura y subsecuente operación de la misma.
- Dos aspectos cruciales para atraer inversiones privadas (locales o internacionales) son: i) el acceso al financiamiento de los proyectos y de la infraestructura asociada, y ii) el compromiso y credibilidad de las entidades públicas a través de un marco legal específico, transparente y constante en el tiempo.

Bibliografía

- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2008) “Por dentro da conta da luz”.
- Aguirre, F. (2009). “Sector Eléctrico en Chile, Evolución del Negocio y sus Precios”. Presentación para Conferencia Banco BCIE. Antofagasta, Chile, 30 Septiembre 2008.
- Baltelo, R (2008). “A caminho da sustentabilidade energética como desenvolver um mercado de renováveis no Brasil”. Greenpeace Brasil.
- Clima de Emprendimiento Organizado – CEO. Visto el 10 de Septiembre, 2011 de <<http://www.ceo.cl/609/article-69036.html>>.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL (2010). “Anuario estadístico de América Latina y el Caribe”.
- Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH (2009). “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL (2009). “Cambio climático y desarrollo en América Latina y el Caribe: una reseña”.
- Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo – UNCTAD (2010). “Tecnologías Ecológicas y Renovables como fuentes de energía para el desarrollo rural”. Nota expositiva preparada por la secretaria de la UNCTAD para la Reunión de Expertos en Tecnologías Ecológicas y Renovables como fuentes de energía para el desarrollo rural, Ginebra, 9 a 11 de febrero de 2010.
- Coviello, Manlio (2006). “Fuentes Renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de Bonn”, ECLAC - LC/W 100.
- Coviello, M. et alii (2009) “Situation and Perspectives of Energy Efficiency in Latin America and the Caribbean” – ECLAC LC/W.280.
- Coviello, Manlio (1998) “Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia”. LC/L.1162-P/E, Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 13.
- Equilibrium Clasificadora de Riesgo (2008). “Análisis del Sector Eléctrico Peruano”. Visto el 15 de Agosto, 2011 en <http://www.equilibrium.com.pe/sectorelectricojun08.pdf>.
- Fondo Monetario Internacional (2011). “World Economic Outlook, 2011”.
- Fondo Multilateral de Inversiones – OMIN (2010). “Infrascopes 2010 - Evaluando el entorno para las asociaciones público-privadas en América Latina y el Caribe”.
- Global Sustainable Electricity Partnership y UN – Energy (2011). “Strengthening Public-Private Partnerships to Accelerate Global Electricity Technology Deployment”.
- Ministerio de Energía y Minas de Perú (2009). “Documento Promotor: Sector Eléctrico 2009”. Visto el 4 de Septiembre, 2011 de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/BROCHURE%20electricidad%202009.pdf>.

- M.L. Parry y otros (2007). “Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007”. Cambridge University Press.
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (2011). “Perspectivas Económicas de América Latina, 2011”.
- OSINERGMIN (2010). “Boletín de comunicación de Julio 2010 (No3, año 14)”. Visto el 25 de Julio, 2011 en <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Informativo/INFO-A14N03.pdf>.
- Pacific Credit Rating (2009). “Informe Sectorial. Perú: Sector Eléctrico”. Visto el 15 de Agosto, 2011 en <http://www.bnamericas.com/cgi-bin/getresearch?report=152652.pdf&documento=1104128&idioma=E&login=>.
- Pantanali, C y Benavides, J. (2006) “Subsidios Eléctricos en América Latina y el Caribe: Análisis Comparativo y Recomendaciones de Política”. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington D.C.
- Sanchez, T. (2010). “The Hidden Energy Crisis, How Policies are Failing the World’s Poor”. Practical Action Publishing.
- Zambon, F. y Gómez, R. (2006). “La segmentación vertical en el Marco Regulatorio Eléctrico Argentino”. Presentación para Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, Argentina 2006.
- The Secretary-General’s Advisory Group on Energy and Climate Change – AGECC (2010). “Energy for a Sustainable Future, Report and Recommendations”.
- Secretaría de Energía de Argentina.
- Sovacool, B. (2011) “Developing Public-Private Renewable Energy Partnerships to Expand Energy Access” Draft Report for the United Nations Economic and Social Commission for the Asia Pacific, Bangkok, Thailand. Vermont Law School and the National University of Singapore.
- Unión Argentina de Entidades de Servicios - UDES (2008). “Marco de Referencia para elaborar una estrategia de fomento de las Energías Renovables y la Eficiencia Energética”. Visto el 3 de Septiembre, 2011 en http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/energetico/File/marco_referencia.pdf.