



Estudio comparativo de las condiciones esenciales de la provisión de servicios públicos domiciliarios en América Latina

**Manuel Dussan
Alejandro Melandri**

**Banco
Interamericano de
Desarrollo**

Sector de
Infraestructura y
Medio Ambiente

División de Energía
INE/ENE

NOTA TÉCNICA

IDB-TN-470

Septiembre 2012

Estudio comparativo de las condiciones esenciales de la provisión de servicios públicos domiciliarios en América Latina

Manuel Dussan
Alejandro Melandri



Banco Interamericano de Desarrollo

2012

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

Dussan, Manuel.

Estudio comparativo de las condiciones esenciales de la provisión de servicios públicos domiciliarios en América Latina / Manuel Dussan, Alejandro Melandri.

p. cm. (IDB Technical Note ; 470)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Public utilities—Law and legislation—Latin America. I. Melandri, Alejandro. II. Banco Interamericano de Desarrollo. Sector de Infraestructura y Medio Ambiente. III. Title. IV. Series. IDB-TN-470

<http://www.iadb.org>

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

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

Copyright © 2012 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

Palabras claves: Servicios Públicos Domiciliarios, Política Energética

Código JEL: H31

TABLA DE CONTENIDO

I.	Introducción.....	1
II.	Resumen ejecutivo	3
III.	Antecedentes sobre la política de servicios públicos domiciliarios (OP-708) y la reforma del sector eléctrico en la región.....	21
IV.	La evolución reciente de la oferta y la demanda de energía	27
A.	Balance de energía	27
B.	Fuentes de energía para generación eléctrica.....	30
C.	Oferta y demanda de electricidad.....	34
V.	La evolución de las reformas del sector en los últimos cinco años.....	42
A.	Los incentivos y mecanismos para garantizar una oferta suficiente	45
1.	La obligación de contratar el suministro de energía	45
2.	Los mecanismos de libre competencia	48
3.	Los mecanismos centralizados para la expansión de la transmisión	55
a)	Monopolio de la actividad de transmisión	56
b)	Múltiples empresas de transmisión	57
B.	La diversificación de las fuentes de energía.....	60
1.	Incentivos para el desarrollo de energía renovable.....	62
2.	Las interconexiones eléctricas entre países.....	66
3.	La importación de GNL	72
C.	Intervención y participación más activa del Estado	73
D.	La remuneración económica de los servicios y la política de subsidios	80
1.	El traslado a tarifas de aumentos sustanciales en los precios de generación	81
2.	Los cambios en el principio de cubrimiento de los costos.....	84
3.	Los subsidios cruzados	85
VI.	Breve recopilación de estudios relevantes sobre el sector de agua potable y saneamiento ...	87
VII.	BIBLIOGRAFÍA.....	95

TABLAS

Tabla 1. Oferta de energía primaria 2010	28
Tabla 2. Consumo final de energía 2010.....	29
Tabla 3. Potencial hidroeléctrico 2010.....	31
Tabla 4. Potencial energía eólica.....	32
Tabla 5. Reservas carbón mineral	33
Tabla 6. Reservas de gas natural	34
Tabla 7. Capacidad de generación hidroeléctrica.....	35
Tabla 8. Terminales de Regasificación de GNL en ALC	73

FIGURAS

Figura 1. PIB per cápita ALC en 2010.....	27
Figura 2. Consumo de energía vs. PIB en 2010	30
Figura 3. Capacidad de generación por tecnología	35
Figura 4. Matriz de generación por fuentes.....	36
Figura 5. Participación hidroenergía en la matriz de generación	37
Figura 6. Participación del gas natural en la matriz de generación.....	39
Figura 7. Participación de la generación con derivados de petróleo	40
Figura 8. Emisiones CO ₂ de la generación eléctrica	40
Figura 9. Tasa de crecimiento de la demanda de electricidad.....	41
Figura 10. Costos marginales de energía en Panamá.....	80

CUADROS

Cuadro 1. Competencia y participación privada en 2007	22
---	----

ABREVIACIONES Y ACRÓNIMOS

ACR	ambiente de contratación regulada
ALC	América Latina y el Caribe
ASEP	Autoridad Nacional de Servicios Públicos
bep	barriles equivalentes de petróleo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BOT	<i>build operate and transfer</i>
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEN	Compañía de Interconexión Energética
CNE	Comisión Nacional de Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENAP	Empresa Nacional de Petróleos
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPE	Empresa de Estudios Energéticos de Brasil
ERNC	energía renovable no convencional
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador
FET	fondo de estabilización tarifaria
GdP	Gobierno de Panamá
GdU	Gobierno de Uruguay
GENREN	programa de generación renovable de Argentina
Gm ³	miles de millones de metros cúbicos
GNL	gas natural licuado

g	gramos
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
ICP	Interconexión Colombia Panamá
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	mercado eléctrico regional
MINEM	Ministerio de Energía y Minas de Perú
Mm ³	millones de metros cúbicos
MME	Ministerio de Minas y Energía
ODM	Objetivos de Desarrollo del Milenio
OEF	oferta de energía firme
PCH	pequeñas centrales hidroeléctricas
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PET	plan de expansión de transmisión
PIB	producto interno bruto
PPA	<i>power purchase agreement</i>
PROINFA	Programa de Incentivos de Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica del Brasil
Proinversión	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
RMER	reglamento del mercado eléctrico regional
SENER	Secretaría de Energía
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
T&T	Trinidad y Tobago
tons	toneladas
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética

I. Introducción

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha considerado conveniente profundizar su conocimiento sobre la evolución de los marcos regulatorios e institucionales que rigen la provisión de servicios públicos domiciliarios en América Latina y el Caribe (ALC) y su correlación con las provisiones de la política de servicios públicos domiciliarios (OP-708) del BID.

Con este fin, contrató una consultoría de corta duración para realizar un estudio comparativo de la evolución de las reformas del sector eléctrico en los principales países de la región, y de los nuevos retos que enfrenta el sector para lograr los objetivos de contribuir al desarrollo económico a largo plazo de la región y al bienestar de su gente, con el fin de orientar mejor la interpretación y la aplicación de la política OP-708 y ajustar, si es necesario, las pautas del sector de energía que se aprobaron en 2005.

Las evaluaciones sobre el avance de las reformas del sector de electricidad en ALC, realizadas a mediados de la década de los años 2000 después de que se aprobaron las pautas, muestran que la mayoría de los países de la región habían avanzado en el establecimiento de marcos regulatorios y de modelos de mercado que promueven la competencia y la participación privada. Sin embargo, observaban que las crisis económicas y de suministro de energía en varios países de la región y el aumento de los precios del petróleo a comienzos de los 2000, habrían puesto a prueba el modelo de mercado y revelado sus debilidades. Era evidente la reducción del flujo de capital privado al sector y el desencanto en muchos países con la competencia en el mercado y la privatización de empresas estatales como instrumentos efectivos para mejorar el desempeño del sector, asegurar una oferta suficiente de energía y eventualmente reducir los precios de electricidad al consumidor final. Hacia mediados de la década de los 2000 varios países habían iniciado ajustes al modelo de mercado para atender los nuevos retos de garantizar la seguridad de suministro de energía, reducir la vulnerabilidad a factores externos de los precios de generación que se trasladan a tarifas, desarrollar energía limpia para atender las preocupaciones sobre cambio climático y financiar las inversiones requeridas en una coyuntura en que la inversión privada estaba en retirada.

Con estos antecedentes, el estudio se concentra en analizar la evolución y estado actual del marco regulatorio e institucional del sector eléctrico en la región y, en particular, analizar los avances logrados durante los últimos cinco años en la implementación de las medidas para ajustar el modelo de mercado a los nuevos retos. El consultor preparó el estudio con base en su conocimiento directo del proceso de reforma en varios países de la región, información disponible en internet y la suministrada por funcionarios del Banco Interamericano de Desarrollo. Para complementar la información estadística, el consultor contó con el apoyo de OLADE, que le permitió el acceso en línea a la base de datos OLADE/SIEE. Este borrador de Informe Técnico presenta los resultados del estudio y, adicionalmente, una breve recopilación de estudios relevantes sobre el sector de agua potable y saneamiento en ALC.

II. Resumen ejecutivo

La política de servicios públicos domiciliarios (OP-708), aprobada en octubre de 1996 cuando ya se había iniciado el proceso de reforma del sector de energía eléctrica en varios países de la región, tiene el objetivo de fomentar el desarrollo de un marco regulatorio e institucional para la prestación de servicios públicos domiciliarios, que permita cumplir con el objetivo básico de prestar un servicio eficiente, accesible, de buena calidad y sostenible a largo plazo, en forma compatible con la protección del medio ambiente. La política establece condiciones básicas que deben cumplirse para asegurar el logro de estos objetivos, las cuales son consistentes con el establecimiento de un modelo de mercado que promueva la competencia y la participación privada: separación de roles de formulación de política, regulación y prestación del servicio, separación vertical y horizontal de las actividades, regulación basada en incentivos, creación de un ente regulador autónomo, adecuación del marco jurídico para crear un clima favorable para la inversión privada, y la competencia y el compromiso de gobierno de aplicar las nuevas reglas del juego.

La primera versión de las pautas para la aplicación de la política OP-708 al sector de electricidad, aprobada en marzo de 2005¹ casi diez años más tarde de publicada la política, tiene en cuenta las dificultades en la aplicación de un modelo de mercado competitivo y el desempeño no siempre satisfactorio del proceso de reforma en los países de la región, aspectos analizados en algunos informes de evaluación de la reforma del sector de energía eléctrica que se publicaron en 2006 y 2007.

El modelo de mercado fue puesto a prueba a partir de 1997, por el impacto de eventos severos externos al sector, como crisis económicas, sequías y aumento sustancial del precio del petróleo, los cuales sirvieron para revelar las debilidades del modelo y las deficiencias en su implementación. En 2005 era evidente en varios países la reducción del flujo de capital privado al sector, las dificultades del modelo de mercado para garantizar una oferta suficiente y precios de energía relativamente estables, y el fuerte sentimiento negativo en la población contra la privatización y la reforma. La implementación del nuevo modelo de mercado requería instituciones fuertes, compromiso político y el cumplimiento de condiciones mínimas para el

¹ Pautas para la aplicación de la política de servicios públicos domiciliarios OP-708 al sector de energía. Departamento de Desarrollo Sostenible, BID, marzo de 2005.

funcionamiento de un mercado mayorista competitivo, las cuales no estaban presentes en muchos países. Sin embargo, los estudios técnicos realizados sobre el desempeño de las empresas con participación privada mostraron que ésta tuvo generalmente impactos positivos sobre la productividad laboral, la reducción de pérdidas eléctricas, la eficiencia operativa y la calidad de servicios. La paradoja de las mejoras tangibles en el desempeño y el rechazo popular a la reforma se explica en parte porque en la opinión pública la reforma se relacionó con la reducción del personal y el aumento de las tarifas de electricidad.

A mediados de la década de los 2000, la **seguridad de suministro** se convirtió en un tema prioritario pues varios países enfrentaron situaciones de un balance oferta/demanda muy estrecho y racionamiento del suministro de energía. Además, algunos países observaban con preocupación los cuellos de botella en la red de transmisión por falta de inversión que restringían el despacho económico y deterioraban la confiabilidad de suministro. La seguridad de suministro se vio comprometida por varias razones:

- a) La señal de precio de energía basada en principios marginalistas, complementada con un cargo de capacidad, no fue un incentivo suficiente para que los agentes en el mercado hicieran las inversiones requeridas en nuevos proyectos de generación para atender la demanda en forma confiable. En muchos casos, la señal de precio era muy volátil por el efecto de las sequías y/o las variaciones de los precios de los combustibles y no había incentivos suficientes para que se desarrollara en forma voluntaria un mercado de contratos a largo plazo que asegurara un flujo de ingresos estable y predecible para financiar las nuevas inversiones en generación.
- b) Los países con una alta dependencia de generación hidroeléctrica observaron que los mecanismos de mercado utilizados no eran muy efectivos para garantizar un suministro suficiente en condiciones de extrema sequía.
- c) En algunos países la seguridad de suministro se vio comprometida por el corte de suministro de gas natural o energía eléctrica importada.
- d) Los mecanismos descentralizados de expansión de la red de transmisión que adoptaron unos pocos países, basados en los incentivos de precios nodales de energía y rentas de congestión, enfrentaron muchas dificultades para garantizar una ampliación oportuna y eficiente de la red de transmisión.

Para atender estas deficiencias del mercado, varios países adoptaron las siguientes medidas:

- a) Establecer la norma, según la cual las empresas de distribución tienen la obligación de contratar el suministro de energía para atender la mayor parte de la demanda proyectada de los consumidores regulados utilizando procedimientos de libre competencia, definidos por el ente regulador.
- b) Adoptar un esquema de planificación y expansión centralizada de la transmisión.
- c) Diversificar las fuentes de suministro.

La estabilización y reducción de los precios de generación se convirtió en un tema prioritario en los países que tuvieron dificultad en trasladar a tarifas los aumentos de los precios de generación en una coyuntura de precios de los combustibles altos y volátiles en el mercado internacional y reducción de la generación hidroeléctrica en periodos de sequía. El problema fue especialmente agudo para los países que dependen de la generación térmica con derivados de petróleo importados, pues los contratos de compra de energía con generadores térmicos, indexados al precio del combustible, no permitían estabilizar los precios de energía.

En general, la mayoría de los países adoptaron la política de desarrollar un portafolio de generación diversificado, promoviendo el desarrollo de generación con energía renovable, mercados regionales de energía, terminales de regasificación para la importación de gas natural licuado (GNL) y el impulso a los programas de ahorro y uso eficiente de energía. Otros países optaron por intervenir los precios de energía en el mercado mayorista y establecer subsidios generalizados para reducir el impacto tarifario sobre la mayoría de los consumidores.

El cambio climático se volvió un tema prioritario de política energética por la oposición en general al desarrollo de generación termoeléctrica con altas emisiones de gases efecto invernadero y el apoyo internacional al desarrollo de energía limpia. En general, todos los países adoptaron una política de promoción de generación con energía renovable, en especial la no convencional, pues además de ser energía limpia ayuda a diversificar las fuentes de generación.

A partir de 2005 los aspectos más importantes del proceso de reforma de la región tienen que ver con los **incentivos y mecanismos para lograr una oferta suficiente**, la **diversificación de fuentes de energía y de suministro**, el **fortalecimiento del rol del Estado**, y las **tarifas y subsidios** de electricidad. Se observa una tendencia a depender más de mecanismos

centralizados para la planificación de la expansión del sistema de generación y transmisión y la contratación del desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión, y a fortalecer el rol del Estado en ese proceso, lo cual se podría interpretar como un regreso al modelo estatista, especialmente si se tienen en cuenta los procesos de contrarreforma y renacionalización que se han iniciado en algunos países de la región. Sin embargo, en la mayoría de los casos la participación privada y la competencia por el mercado continúan jugando un papel muy importante en los procesos centralizados.

Los temas de separación de las funciones de formulación de política, regulación y prestación del servicio y los modos de propiedad y el gobierno corporativo continúan siendo importantes. La intervención de los gobiernos en los mercados y en el establecimiento de los precios, los conflictos de interés entre las funciones, la debilidad de algunos entes reguladores y el bajo desempeño de algunas empresas estatales continúan afectando el funcionamiento del sector eléctrico. Sin embargo, estos temas han sido motivo de preocupación desde antes de 2005 y ya han sido analizados con bastante detalle; por esta razón no se discuten en este informe.

Evolución de la oferta y la demanda

La capacidad instalada en plantas de generación eléctrica en ALC aumentó en aproximadamente 46.000 MW en el quinquenio 2005 a 2010, lo cual corresponde a una tasa de crecimiento anual de 3,4%. Durante ese periodo, la participación de la generación con energía renovable a nivel regional se mantuvo alrededor de 59%, la de generación con gas natural en 21%, la de derivados de petróleo en 13%, 5% para el carbón y 2% para nuclear. Comparada con la matriz de generación en 1990, antes de que se iniciara el proceso de reforma del sector en la mayoría de los países de la región, se observa una reducción a nivel regional de aproximadamente siete puntos porcentuales en la participación de la energía renovable, y de cinco puntos porcentuales en los derivados de petróleo, la cual se compensó principalmente con un aumento de la participación de la generación térmica con gas natural.

Sin embargo, la composición de la matriz de generación es poco uniforme a nivel de países y de subregiones, un reflejo de las diferencias en las fuentes de generación disponibles y de las políticas adoptadas para el desarrollo de estas fuentes. La participación de la generación hidroeléctrica durante el periodo fue muy alta en Brasil (niveles de 85%) y en la Zona Andina (70%), mientras que en el Cono Sur y Centroamérica es similar al promedio regional (50%) y

en México y en el Caribe es muy baja (niveles de 10 y 5% respectivamente). Por otra parte, la contribución de la generación con gas natural en México aumentó durante ese periodo de 40 a más de 50% y en el Cono Sur se redujo de 32 a 27%, debido a los problemas de suministro y de exportación de gas natural de Argentina. En la Zona Andina, la participación ha aumentado gradualmente de 14 a 18%, principalmente como resultado del desarrollo de turbinas a gas en Perú, utilizando el gas del campo de Camisea. Finalmente, la participación de la generación con derivados del petróleo es muy alta en el Caribe, alrededor de 65% y alta, alrededor de 35% en Centroamérica, países que con la excepción de Costa Rica, dependen de la generación con derivados de petróleo, principalmente en motores diesel. La participación de la generación con derivados es baja (menor a 18%) en las demás regiones.

La región tiene una matriz de generación muy limpia comparada con el resto del mundo, debido a la alta participación en la matriz de generación de la energía renovable y del gas natural, lo cual se refleja en una baja intensidad de las emisiones de CO₂ de la generación eléctrica, un promedio de 245 g/kWh para el periodo 2007-2009, bastante menor a las emisiones de 504 a nivel mundial y 531 para los Estados Unidos. Hay diferencias sustanciales entre países de la región, que reflejan el grado de participación de la energía limpia en la matriz de generación, desde valores menores a 75 g/kWh para Paraguay, Brasil y Costa Rica, hasta valores superiores a 500 para las islas del Caribe con alta dependencia de la generación térmica con derivados del petróleo.

Durante el periodo 2005-2010, la demanda de energía eléctrica en la región aumentó a tasas anuales de crecimiento superiores a 4% en los tres primeros años, pero con el impacto de la crisis financiera y económica del 2008-2009 a nivel mundial, bajó su crecimiento a 0,7% en 2009 y, en promedio para todo el periodo, el crecimiento anual fue de 3,5%.

Los incentivos y mecanismos para garantizar una oferta suficiente

La mayoría de los países que adoptaron un modelo de mercado establecieron la obligación de contratar para atender la demanda regulada y la planificación centralizada del sistema troncal de transmisión, como instrumentos para mejorar la seguridad de suministro y mitigar la volatilidad de los precios de generación. Los contratos a largo plazo facilitan el financiamiento de nuevos proyectos, especialmente los de generación, intensivos en capital, pues garantizan un flujo de caja más estable y predecible para el inversionista que las ventas en el mercado ocasional.

También se reconoce que si se aplican procedimientos de libre competencia y criterios adecuados de manejo de riesgo en el proceso de contratación, es posible desarrollar un ambiente de competencia por el mercado para obtener los mejores precios de suministro de energía y las mejores condiciones para la ampliación del sistema troncal de transmisión, atender el crecimiento de la demanda en forma segura y confiable y mitigar el riesgo de precio y volumen en el suministro de energía. Sin embargo, en todos los países se mantuvo la libertad de los grandes consumidores para contratar el suministro de su demanda.

La contratación del suministro de energía

En Brasil, la Ley 10847 de 2004 establece un mercado de energía con un ambiente de contratación regulada (ACR), en el que participan las empresas distribuidoras que atienden a los clientes regulados y un ambiente de contratación libre en que participan los grandes clientes. En Chile, la ley Corta II de 2005 y en Perú, la Ley 28832 de 2006 establecieron la obligación de contratar. En Colombia, se reemplazó en 2006 el cargo de capacidad para remunerar la contribución a la energía firme por un esquema de mercado diseñado para asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica a largo plazo. El Salvador, que adoptó inicialmente un modelo de mercado altamente competitivo que no era apropiado para las condiciones de un mercado pequeño, lo reformó entre 2003 y 2008 para establecer, entre otras cosas, los contratos obligatorios y regulados de largo plazo. Los países centroamericanos como Guatemala, Nicaragua y Panamá establecieron desde el inicio de la reforma la obligación de las distribuidoras a atender una parte sustancial de su demanda regulada mediante contratos, y en los últimos años han fortalecido los mecanismos de coordinación y regulación del procedimiento de compra.

Sin embargo, la obligación de contratar y las licitaciones de compra de energía no necesariamente garantizan un suministro suficiente ni eficiente de energía si las normas y procedimientos de contratación no están bien diseñados y administrados. La amplia experiencia de contratación de suministro de energía bajo modalidades de acuerdos de compra de energía (PPA), antes de la reforma del sector o en países que mantuvieron monopolios integrados verticalmente, muestra que en muchos casos los contratos son onerosos e inflexibles y se convierten en una pesada carga financiera para el comprador.

El diseño de las normas y procedimientos de licitación para la contratación del suministro de energía en un mercado mayorista es una tarea más compleja que los contratos PPA, pues en general se trata de contratos financieros que no aíslan completamente al vendedor de los riesgos del mercado mayorista; es esencial mitigar los riesgos de precio y volumen de energía para la demanda regulada y hay que establecer reglas e incentivos para que las empresas distribuidoras contraten el suministro de energía en forma eficiente.

Panamá es un ejemplo de las dificultades que ha enfrentado la tarea de diseño e implementación de las normas y procedimientos de licitación para la contratación del suministro de energía por parte de las distribuidoras. Entre 2004 a 2007, las normas permitieron a las distribuidoras un buen margen de discrecionalidad en su aplicación y las empresas establecieron condiciones que restringen la competencia y desestimulan el ingreso de nuevos inversionistas, Aun cuando se corrigieron las deficiencias en las normas de contratación y en 2008 se adjudicó con éxito una licitación importante para el suministro de energía, el gobierno concluyó que un proceso descentralizado de contratación de energía a cargo de las empresas distribuidoras y de libertad de ofertar por parte de los generadores, no garantizaba la seguridad de suministro, y en 2009 se aprobó una ley que restableció la función de comprador único por parte de la empresa de transmisión e instituyó la obligación de los generadores de ofertar su generación disponible en los procesos de licitación que adelante el comprador único.

En el año 2011 la mayoría de los países ya habían implementado la disposición sobre la obligación a contratar utilizando mecanismos de libre competencia. Ya no se discute si esta disposición es necesaria, sino más bien cuáles son las mejores prácticas para promover la compra eficiente y transparente de energía, introducir competencia por el mercado, obtener las mejores condiciones de suministro para el usuario final y establecer un portafolio de contratos que mitigue el riesgo de precio y volumen en el suministro de energía.

En general, se reconoce que la subasta pública es un mecanismo eficiente de libre competencia para contratar el suministro de energía eléctrica, muy superior a la negociación bilateral y otros mecanismos de compra directa que no necesariamente son eficientes, ni sirven para descubrir el costo real de la energía y son más vulnerables a la corrupción. Los tipos de subasta que se han utilizado en forma más frecuente en la región son los de sobre cerrado (licitación pública), reloj descendiente e híbrida. La subasta de sobre cerrado es el tipo más

utilizado para la compra de energía en la región desde la época de los PPA y se sigue utilizando en varios países como un mecanismo de compra efectivo en el caso en que la competencia es limitada. Sin embargo, varios países como Brasil y Colombia optaron por la subasta de reloj descendiente, la cual ha demostrado que es un mecanismo más efectivo para descubrir el precio de energía, promover un comportamiento más agresivo en la oferta de precios y conseguir las mejores condiciones de suministro en un ambiente competitivo. La subasta híbrida combina los dos mecanismos de subasta de reloj descendiente y sobre cerrado para aprovechar los mejores atributos de los dos mecanismos. Sin embargo, los expertos en el tema concluyen que no existe una solución única y superior aplicable a todos los casos. El diseño de subastas para la compra de energía aún está en el proceso de aprendizaje y debe responder a las condiciones particulares del mercado eléctrico en cada país.

Ya se cuenta con una experiencia de varios años en la implementación de subastas de compra de energía en los países de la región y los resultados han sido evaluados. Países como Brasil, Colombia, Panamá y Guatemala han establecido procedimientos de libre competencia, administrados por una entidad estatal, para la compra de la energía requerida por las distribuidoras para atender su demanda. Entre 2005 y abril de 2010, Brasil había realizado 31 subastas y había adjudicado 57.000 MW en nuevos proyectos de generación, de los cuales 49% en proyectos hidroeléctricos, incluidos 17.500 MW en grandes proyectos en el Amazonas, 44% en plantas termoeléctricas y 8% en generación renovable con fuentes no convencionales. Entre 2008 y 2012 Colombia había realizado dos subastas y dos licitaciones de sobre cerrado para asignar obligaciones de energía firme a 16 nuevos proyectos de generación con una capacidad de 4,436 MW, de la cual 80% en proyectos hidroeléctricos. En Guatemala, la tendencia es a realizar licitaciones conjuntas de las empresas de distribución con una fuerte coordinación y orientación por parte del ente regulador.

En otros países como Perú y Chile las empresas distribuidoras son responsables de la contratación del suministro de energía, aplicando normas y procedimientos de libre competencia establecidos en la ley y en las regulaciones. En estos países las subastas han sido efectivas para movilizar inversión en nuevos proyectos, pero han enfrentado dificultades debido a que en varias ocasiones se declaran desiertas las licitaciones porque los precios ofertados exceden el precio

tope de energía establecido por el regulador, y a la falta de estandarización de los contratos para evitar prácticas que restringen la competencia.

Las principales lecciones aprendidas en la región sobre la experiencia de la aplicación de las subastas obligatorias para contratar el suministro de energía, son:

- La efectividad de una subasta depende del grado de competencia que se pueda introducir.
- Para promover competencia y lograr mejores condiciones de suministro, en general es más efectivo que las normas y procedimientos utilizados en las subastas eliminen restricciones y barreras para la participación de nuevos oferentes, que tratar de sofisticar el cálculo de precios tope de energía en las licitaciones.
- La transparencia, imparcialidad y estabilidad en las reglas de juego y en la administración de las subastas son indispensables para atraer la participación de inversionistas calificados.
- Hay decisiones clave en el diseño de las normas y procedimientos de las subastas que es necesario analizar con cuidado de acuerdo a las condiciones del mercado y las políticas energéticas de cada país, tales como: realizar subastas conjuntas o separadas para la generación existente y para la nueva generación; centralización o descentralización del manejo de las subastas; realizar subastas neutras a la tecnología de generación o subastas dirigidas a una tecnología específica; definir normas de contratación que faciliten el desarrollo de un portafolio de contratos que sirva para manejar eficientemente el riesgo de precio y volumen de energía.

La expansión de la red de transmisión

La regulación de la operación, expansión y remuneración de la red nacional de transmisión ha sido motivo de preocupación en los países de la región, dada las marcadas características de monopolio natural de la actividad de transmisión, lo cual exige una fuerte regulación, y la importancia del desarrollo de una red troncal de transmisión suficiente para permitir la ampliación de la oferta, el uso económico de los recursos de generación, la operación confiable del sistema interconectado y el funcionamiento de un mercado competitivo de energía. Todos los países asignaron la responsabilidad por la operación coordinada y el despacho a una entidad central, en ocasiones dependiente de la empresa de transmisión.

Para mediados de la década de los años 2000, ya era evidente que los esquemas descentralizados de expansión de la transmisión, basados en los incentivos de los precios nodales, utilizados en algunos países como Chile y Argentina, no garantizaban una ampliación oportuna y eficiente de la red de transmisión. Actualmente todos los países de la región han optado por esquemas centralizados de planificación de la expansión de la red nacional de transmisión y de la contratación de las ampliaciones requeridas. Sin embargo, hay diferencias importantes en el grado de centralización para la construcción y operación de las obras de ampliación. En varios países existe una empresa única que es responsable por la operación, mantenimiento y ampliación de la red nacional de transporte y de la operación del sistema interconectado y es regulada como un monopolio. En los demás países, se centralizan las actividades de planificación, operación del sistema y contratación de nuevas obras, pero hay múltiples empresas que construyen y operan líneas de transmisión y subestaciones. Brasil, Chile, Colombia, Guatemala y Perú constituyen ejemplos de esquemas exitosos de la expansión de la red troncal de transmisión por diferentes empresas calificadas, que compiten en procesos de libre competencia para obtener concesiones de transmisión a largo plazo otorgadas centralmente en base al menor precio evaluado.

La diversificación de las fuentes de energía

La idea central de la política de diversificación de las fuentes de energía es desarrollar un portafolio de fuentes de suministro que permita manejar en forma eficiente el riesgo de precio y volumen en el suministro de energía. Los países de la región han adelantado en los últimos cinco años políticas de diversificación basadas principalmente en el *fomento de la generación con energía renovable*, el *desarrollo de interconexiones eléctricas regionales* y el apoyo a la *instalación de terminales de regasificación* para la importación de GNL.

Fomento de la generación con energía renovable

El fomento al desarrollo de generación con energía renovable no convencional, ERNC (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas y solar), se ha convertido en una prioridad para la mayoría de los países de la región, que cuenta con un potencial importante de estas fuentes de energía, pues además de contribuir a diversificar la matriz energética permite aumentar la participación de la energía limpia en la matriz energética utilizando recursos propios. Además, con el desarrollo tecnológico de estas fuentes de generación y el aumento de los costos de

generación térmica convencional, estas tecnologías son cada vez más competitivas y es más fácil remover las barreras para su desarrollo.

La mayoría de los países han establecido incentivos y disposiciones especiales para promover el desarrollo de estas fuentes. Además de los incentivos fiscales para la preparación, construcción y operación de este tipo de proyectos (principalmente exención de impuestos de importación de bienes y servicios y exención temporal del impuesto de renta) y las facilidades para acceder a la red de transmisión y al mercado de energía, los países han promovido el desarrollo de estas fuentes por medio de esquemas de tarifas reguladas de suministro (*feed-in tariffs*), de cuotas de participación y últimamente, subastas dirigidas de compra de energía.

Algunos países de la región como Brasil, Costa Rica y Honduras, aplicaron inicialmente con relativo éxito el esquema de *feed-in tariffs*, pero en general lo reemplazaron por otros mecanismos por considerar que la compra obligada de energía a precios regulados por tecnología no estimula la competencia ni la reducción de los costos de generación.

Varios países en la región utilizan un esquema de subastas dirigidas, combinado en muchos casos con cuotas de participación. **Brasil** realizó entre 2008 y 2010, tres subastas para el desarrollo de aproximadamente 3.800 MW de generación eólica, 1.500 MW de biomasa y 132 MW en PCH. Se estima que entre 2003 y 2013 aumentaría en aproximadamente 15.000 MW la capacidad instalada en generación ERNC. **México** aplica una combinación de esquemas de metas de participación con incentivos especiales para que los grandes consumidores desarrollen proyectos de autogeneración de ERNC localizados en zonas remotas. Como resultado, se está desarrollando una capacidad de aproximadamente 2.000 MW en proyectos de generación eólica, de los cuales 1.500 MW son proyectos de autogeneración. **Panamá** aprobó en 2011 una ley de fomento de la energía eólica que ordena al comprador único de energía contratar el suministro de energía eólica, hasta 5% de la demanda nacional. A finales de 2011, se adjudicó mediante licitación el suministro de una potencia promedio de 66 MW en proyectos eólicos.

En Argentina, **ENARSA** realizó una primera licitación para la compra de ERNC para cumplir con metas de participación y adjudicó en 2010 contratos de suministro por 15 años, de 754 MW de proyectos de generación eólica y 140 MW de otras tecnologías. En **Honduras**, el monopolio estatal realizó, a partir de 2010, licitaciones dirigidas y contrató con inversionistas

privados el suministro de energía de aproximadamente 700 MW en proyectos renovables pequeños y medianos, principalmente generación hidroeléctrica. En **Uruguay**, el gobierno adoptó una política de diversificación energética y autorizó al monopolio estatal la compra de bloques de energía eólica, y en 2010 adjudicó una licitación para el suministro de 150 MW en generación eólica; y debido a los buenos precios obtenidos, adelanta actualmente una licitación para la compra de 450 MW adicionales. En **Chile**, las empresas de distribución están obligadas a cumplir metas de participación de ERNC de 5% en 2014 y 10% en 2024 y están sujetas a multas en caso de incumplimiento. Se estima que cumplirán con facilidad con la meta establecida para el 2014. **Perú** ha establecido un esquema de metas de participación y entre el 2009 y 2011 el Ministerio de Energía y Minas adjudicó en dos subastas una capacidad de aproximadamente 640 MW en proyectos eólicos, biomasa, solar y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Un aspecto importante es que recientemente se han obtenido precios medios de energía competitivos en las licitaciones de compra de energía de ERNC. En el rango de 60 a 85 US\$/MWh en Perú, Uruguay y Brasil y 95 a 110 US\$/MWh en Honduras y Panamá.

Desarrollo de interconexiones eléctricas regionales

Las interconexiones eléctricas entre países y el desarrollo eventual de mercados eléctricos subregionales en América Latina son una opción atractiva para reducir los costos, diversificar las fuentes, aumentar la confiabilidad y estabilizar los precios de suministro. La región cumple con los requisitos más importantes para viabilizar una mayor integración: existe complementariedad de la oferta y la demanda energética entre países y subregiones; hay beneficios económicos claramente identificados que resultan de la optimización del uso de los recursos, del desarrollo de proyectos de escala regional, y de compartir la reserva de generación para afrontar situaciones de crisis; y la región tiene experiencia y capacidad técnica para la operación y regulación de mercados mayoristas.

América Latina ha avanzado en la integración eléctrica, inicialmente con el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos binacionales, luego con el desarrollo de interconexiones binacionales para aprovechar los beneficios de intercambios de economía y respaldo en situaciones de emergencia y, recientemente, con la puesta en operación del proyecto SIEPAC que permitiría la integración eléctrica de Centroamérica. Sin embargo, por diferentes razones, las transacciones de energía en algunas interconexiones binacionales se han reducido en los últimos

años y el proceso de puesta en funcionamiento de nuevas interconexiones regionales ha sido más difícil de lo previsto.

El caso del proyecto CIEN, **de interconexión eléctrica Brasil-Argentina**, con una capacidad de transferencia de 2.000 MW, ilustra los riesgos de fallas o incumplimiento en los contratos de suministro de energía, pues la interconexión dejó de ser una fuente confiable de suministro para el sistema brasileño debido a las restricciones en el suministro de gas en Argentina. La **interconexión Colombia-Ecuador** ilustra las dificultades que se presentan en la forma de compartir los beneficios de la interconexión. Aun cuando los intercambios de energía en el periodo 2004-2006 fueron muy importantes (200 MW promedio), Colombia se benefició con la mayor parte de las rentas de congestión. A partir de 2009, el nivel de intercambios se redujo en más de 50% debido a las restricciones de suministro de gas natural para generación eléctrica en Colombia y a la falta de acuerdo sobre la aplicación de un régimen transitorio que reparte por igual las rentas de congestión.

El desarrollo del sistema de interconexión eléctrica de los países centroamericanos (**Proyecto SIEPAC**) muestra la complejidad y la larga duración del proceso de implementación de un mercado regional de electricidad. En 1997 se inició la ejecución del proyecto SIEPAC y solamente en 2012, 15 años después de iniciado el proceso, se espera que entre a operar la línea de interconexión y comience a funcionar el mercado eléctrico regional de acuerdo al reglamento aprobado desde 2005. Los estudios realizados muestran que los beneficios relacionados con la operación coordinada por sí solos apenas cubren los costos de inversión del proyecto, y que los relacionados con la coordinación en la planificación (desarrollo de plantas de escala regional y un mercado de contratos de suministro firme entre países), son sustancialmente más grandes y esenciales para justificar el proyecto. Sin embargo, para obtener estos mayores beneficios es necesario eliminar obstáculos importantes al desarrollo del mercado de contratos firmes y de las plantas regionales, entre otros, establecer procedimientos para subastar los derechos de transmisión en la red regional a largo plazo, resolver el conflicto entre la prioridad de suministro de energía en situaciones de racionamiento que otorgan los contratos firmes regionales y la prioridad de suministro de la demanda doméstica que establecen algunas regulaciones nacionales, y eliminar la falta de reciprocidad entre países en las condiciones de acceso al mercado.

El desarrollo del proyecto de **interconexión Colombia-Panamá** muestra las dificultades de desarrollar un proyecto a riesgo. El desarrollo del proyecto ha avanzado sustancialmente a partir de 2008 a cargo de una empresa constituida por las principales empresas de transmisión de Colombia y Panamá. Ya se completó el diseño de la línea y el proceso de armonización regulatoria entre los dos mercados. La decisión de iniciar la construcción de la línea de interconexión dependía del resultado de una subasta de venta de los derechos de transmisión que se realizaría a mediados de 2012, la cual permite a los desarrolladores del proyecto asegurar un flujo de caja estable y predecible que les permita hacer el cierre financiero, y de una licitación de compra de energía en Panamá que permite a los generadores en Colombia contar con un mercado firme de suministro de energía y ofertar por los derechos de transmisión. Sin embargo, en agosto de 2012 la empresa desarrolladora anunció que aplazaba en forma indefinida la subasta de derechos de transmisión, pues no se alcanzaron algunas condiciones requeridas para garantizar la viabilidad del proyecto.

Instalación de terminales de regasificación

Cinco países en la región han instalado ocho terminales de regasificación para la importación de GNL, en general con el objetivo de diversificar las fuentes de suministro, mejorar la seguridad de suministro de energía y complementar la producción local de gas natural para abastecer la demanda doméstica; en la mayoría de los casos, los proyectos fueron promovidos o apoyados por empresas estatales. Otros países en la región están considerando la posibilidad de desarrollar terminales de regasificación para mejorar la confiabilidad de suministro de la demanda doméstica de gas natural (Colombia) y diversificar la matriz energética con un hidrocarburo más limpio y con un precio menos volátil que el petróleo (Centroamérica).

El fortalecimiento del rol del Estado

En general, en los últimos años todos los países de la región han tendido a fortalecer la presencia del Estado en la planificación y contratación de la expansión del sistema eléctrico a costa del uso de los mecanismos de mercado, para asegurar una oferta suficiente y eficiente con precios de suministro de energía relativamente estables. La obligación a contratar, la centralización de los procesos de compra, y el uso de licitaciones dirigidas para el desarrollo de ERNC y atender los lineamientos de política energética, -medidas adoptadas en varios países de la región-, son un ejemplo de la tendencia hacia una mayor regulación y una menor liberalización de los mercados

mayoristas de electricidad. Sin embargo, en la mayoría de estos casos se mantiene el sistema preexistente de mercados competitivos y participación privada, aun cuando la competencia en el mercado se ha reemplazado por la competencia por él en los procesos de contratación centralizados. En todos los casos el ente regulador y el de formulación de políticas y planificación juegan un papel cada vez más importante.

Por otra parte, otros países han adoptado medidas más radicales de intervención de los mercados mayoristas y reformas del marco institucional y regulatorio que debilitan o desvirtúan el modelo de mercado adoptado inicialmente. Bolivia, Ecuador y Venezuela han adoptado después de 2005 nuevas constituciones políticas con cambios radicales en la estructura, orientación y manejo del Estado y han introducido reformas en el sector eléctrico, consistentes con la nueva orientación de restablecer el rol protagónico y estratégico del Estado en el sector de electricidad. El gobierno de Bolivia restableció de hecho la estructura de monopolio estatal integrado verticalmente por medio de la renacionalización del paquete de acciones, en manos privadas, de las empresas que se crearon durante la reforma como parte del proceso de reestructuración y privatización de la empresa estatal. Ecuador confirmó al sector de electricidad como un sector estratégico de decisión y control exclusivo del Estado y consolidó las empresas estatales en dos grandes holdings estatales de generación y transmisión, y de distribución.

Adicionalmente introdujo cambios radicales en el marco regulatorio, entre otros, establecer una tarifa única para las empresas de distribución, eliminar los costos marginales en el cálculo de los precios de generación, y eliminar la componente de inversión en el cálculo del valor agregado de distribución y transmisión, la cual será financiada con recursos de presupuesto nacional. El gobierno de Venezuela creó una sola empresa estatal integrada verticalmente que agrupa todas las empresas estatales, y adquirió prácticamente todo el capital accionario en manos privadas de la principal empresa privada que operaba en el sector.

En el segundo grupo de países se destacan los casos de Argentina y la intervención de los precios de energía en el mercado mayorista de algunos países centroamericanos. Para hacer frente a la crisis económica de 2001, se aprobó en Argentina la Ley de Emergencia Económica de 2002 que, entre otras cosas, dispuso la congelación y pesificación de las tarifas de electricidad, lo cual ha resultado en desbalances sustanciales entre los costos de suministro, afectados por el aumento del precio de los combustibles, y los precios que se trasladan a tarifas.

Para manejar esta situación, el gobierno ha establecido subsidios directos del presupuesto nacional, ha intervenido los precios en el mercado de electricidad y ha adoptado mecanismos administrativos para asegurar la ampliación de la oferta requerida para atender el crecimiento de la demanda. Varios países en Centroamérica, que han establecido mercados mayoristas y que dependen de generación termoeléctrica con derivados de petróleo totalmente importados, han tenido dificultades en trasladar a tarifas el aumento sustancial del precio de generación en una coyuntura de precios altos y volátiles de los combustibles en el mercado internacional.

Aun cuando las empresas distribuidoras tienen la obligación de contratar, los contratos no han sido suficientes para estabilizar el precio de generación que se traslada a tarifas (promedio ponderado del precio de energía en contratos y las compras en el mercado spot), pues el precio de energía en los contratos, en su mayor parte con plantas térmicas, está indexado al precio de los combustibles y el precio en el mercado ocasional; el costo marginal del sistema definido en buena parte del tiempo por el costo variable de plantas térmicas, es muy volátil. En esta situación, han sido frecuentes las intervenciones o intentos de intervención de los precios de energía en el mercado mayorista en Nicaragua, El Salvador y Panamá.

Las tarifas y subsidios de electricidad

En general, todos los países de ALC que introdujeron un modelo de mercado adoptaron el principio, según el cual las tarifas a consumidor final deben cubrir los costos de prestación del servicio en condiciones de eficiencia y que los subsidios deben ser transparentes y focalizados.

El marco regulatorio estableció que las tarifas reguladas a consumidor final deben cubrir los costos de suministro de los segmentos de generación, transmisión y distribución. Los costos de generación reflejan los precios de energía en un mercado competitivo y los costos de transmisión y distribución corresponden a los cargos regulados por esos servicios calculados en condiciones de eficiencia. En general, las nuevas leyes y regulaciones establecieron subsidios explícitos y tarifas sociales para proteger grupos de bajo ingreso o vulnerables.

Sin embargo, las evaluaciones de la reforma en la región, realizadas a mediados de la década de los 2000, ya mostraban las dificultades de aplicar tarifas que cubren los costos y de focalizar los subsidios, especialmente en los países que tenían que hacer ajustes tarifarios sustanciales en periodos de costos crecientes de generación o de crisis económicas o financieras.

Simplemente, el costo social y político era demasiado alto y los gobiernos tomaron otras medidas para mantener relativamente estables las tarifas para la mayoría de los consumidores, tales como establecer subsidios generalizados e intervenir los precios de energía en el mercado mayorista. En los últimos cinco años la situación no ha mejorado, pues los países dependientes de generación térmica han tenido dificultades cada vez más serias para trasladar a tarifas el aumento de los precios de generación que resulta del incremento y volatilidad de los precios de los derivados del petróleo. En otros casos, con los cambios radicales en el modelo de mercado, el Estado es responsable de mantener precios de electricidad estables y accesibles para la mayoría de los consumidores y subsidia la diferencia entre el precio de generación y el costo que se traslada a tarifas. Adicionalmente, algunos esquemas de subsidios cruzados que establecieron algunos países para financiar el subsidio a los consumidores de menores recursos, no han resultado ser sostenibles.

Panamá es un buen ejemplo de las dificultades de aplicar instrumentos de estabilización de los precios de electricidad en una coyuntura de precios altos y crecientes. En 2004 estableció un fondo de estabilización tarifaria con un aporte inicial del presupuesto nacional, el cual serviría como un instrumento transitorio y auto sostenible para mantener relativamente estables los precios de generación que se trasladan a tarifas. Sin embargo, en una coyuntura de precios de petróleo volátiles y al alza, el fondo se convirtió en un subsidio directo del presupuesto nacional para tratar de mantener congeladas las tarifas. Como complemento al fondo, a finales de 2008 el gobierno comenzó a utilizar instrumentos de cobertura del riesgo de precio del combustible bunker, con la adquisición en el mercado de derivados de opciones de compra (call options) de este combustible. El gobierno realizó con éxito operaciones de cobertura de 2009 a 2011, pero las suspendió en 2011 debido a que la prima a pagar era demasiado alta ante la expectativa de un aumento de la volatilidad y del precio del bunker.

El Salvador, Guatemala y Honduras son un buen ejemplo de las dificultades y las consecuencias de mantener relativamente estables las tarifas para la mayoría de los consumidores residenciales en una coyuntura de precios de energía altos y crecientes en el mercado mayorista, financiando los subsidios generalizados con la renta económica de la generación hidroeléctrica ya depreciada de empresas estatales. En la mayoría de los casos, los subsidios se han vuelto

insostenibles y ha sido necesario hacer aumentos tarifarios sustanciales para compensar el rezago tarifario.

En general, los contratos obligatorios de compra de energía no han sido suficientes para estabilizar los precios de generación en los países dependientes de generación térmica y estos están adelantando una política de diversificación de las fuentes de suministro, especialmente con el fomento de la energía renovable disponible localmente, incluyendo proyectos hidroeléctricos medianos y grandes, con el fin de estabilizar y, si es posible, reducir los costos de generación, facilitar su traslado a tarifas y desmontar los subsidios generalizados.

El esquema de subsidios cruzados diseñados con criterio técnico ha enfrentado problemas en algunos casos. El esquema, basado en estratificación socioeconómica y consumo de subsistencia de Colombia, permite focalizar mejor los subsidios que los esquemas basados solamente en consumo pero ha generado problemas; entre otros, que la contribución se ha vuelto una carga significativa para el sector industrial, encareciendo sus costos de producción, y que debido al peso creciente del consumo de los estratos más bajos, el esquema no es auto sostenible y requiere aportes sustanciales del presupuesto nacional. En 2010, el gobierno eliminó la contribución de la industria para mejorar su posición competitiva en los tratados de libre comercio.

III. Antecedentes sobre la política de servicios públicos domiciliarios (OP-708) y la reforma del sector eléctrico en la región

La política de servicios públicos domiciliarios (OP-708), aprobada en octubre de 1996 cuando ya se había iniciado el proceso de reforma del sector de energía eléctrica en varios países de la región, establece las condiciones básicas que deben cumplirse para satisfacer el objetivo principal de prestar un servicio eficiente, accesible, de buena calidad y sostenible a largo plazo.

La política adopta en términos generales las condiciones para el desarrollo de un modelo de mercado con participación privada: separación de roles del Estado, separación vertical y horizontal de actividades, regulación basada en incentivos, ente regulador autónomo, la participación privada y el compromiso del gobierno de aplicar las nuevas reglas del juego. No obstante, la política reconoce que no se puede aplicar una receta única a todos los países de la región porque carecen de homogeneidad, y advierte sobre las dificultades del proceso de implantación de un modelo de mercado y sobre la necesidad de adaptar los principios generales a las condiciones particulares de cada país, para lo cual indica que la administración del Banco debe preparar y revisar periódicamente pautas para la aplicación de estos principios.

La primera versión formal de las pautas para el sector de electricidad fue aprobada en marzo de 2005², casi diez años más tarde de que fue publicada la política, y recoge las experiencias que se habían tenido en la aplicación de las reformas del sector eléctrico en la región hasta comienzos de 2005. Por tanto, las pautas en principio tuvieron en cuenta las dificultades en la aplicación de un modelo de mercado competitivo y el desempeño no siempre satisfactorio del proceso de reforma en los países de la región, aspectos analizados en algunos informes de evaluación de la reforma del sector de energía eléctrica, que se publicaron en 2006 y 2007.³

La reforma del sector eléctrico se inició en los años noventa en la mayoría de los países de ALC para remplazar el modelo de monopolios estatales por un modelo de mercado que utiliza la participación privada y la competencia como instrumentos para mejorar la eficiencia en la

² Pautas para la aplicación de a Política de Servicios Públicos Domiciliarios OP-708 al sector de energía. Departamento de Desarrollo Sostenible, BID, marzo de 2005.

³ Latin America and the Caribbean Region – Energy Sector, Retrospective review and challenges, ESMAP Technical paper 126/08, September 2008 (prepared in 2007).

Millán, Jaime. Entre el mercado y el Estado. Tres décadas de reformas en el Sector Eléctrico en América Latina. Publicado por el Banco Interamericano de Desarrollo, 2006.

gestión del sector, reducir la carga fiscal que representaban las empresas estatales, aumentar el acceso de los más pobres al servicio de electricidad, y asegurar el financiamiento de las inversiones requeridas para garantizar una oferta suficiente, eficiente y confiable para atender la demanda proyectada.

En 2007, la mayoría de los países de la región, que representaban aproximadamente 65% de la demanda regional de electricidad, habían alcanzado niveles avanzados de promoción de la competencia y de participación privada, con el establecimiento de un mercado mayorista de energía caracterizado por la transacción libre de energía entre generadores, distribuidores y grandes consumidores, la separación vertical y horizontal de la cadena de suministro, la separación de las funciones de formulación de políticas, regulación y prestación del servicio, la creación de entes independientes responsables de la regulación y fiscalización de la prestación del servicio, la regulación económica de los monopolios naturales y la participación de inversionistas privados que tenían el poder controlante de la mayoría de las empresas de electricidad o participaban activamente en el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica. Aun los países que decidieron mantener los monopolios estatales introdujeron reformas para facilitar la participación de generadores privados independientes (véase Cuadro 1).

Cuadro 1. Competencia y participación privada en 2007

Reforma del sector eléctrico en América Latina y el Caribe						
Situación en 2007						
% demanda		1%	33%	47%	18%	
Grado competencia ↑↑↑	Separación actividades, mercado mayorista competitivo		Ecuador	Brasil, Colombia, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, República Dominicana	Argentina, Bolivia, Chile, Perú, Panamá	65%
	Comprador único y PPAs		Guyana	T&T, Honduras	Jamaica	2%
	Monopolio integrado verticalmente y PPAs	Uruguay	Costa Rica, México	Surinam		24%
	Monopolios	Paraguay	Venezuela		Mayor parte de los estados isleños	9%
		Estatal	baja	media	alta	% dem.
Participación privada →→						

Fuente: elaboración propia.

No obstante el aumento en la participación privada, las empresas estatales todavía jugaban un papel muy importante en la región, aun en el caso de países que reformaron el sector. En muchos países, la propiedad de la transmisión continúa en manos de una empresa estatal única, para asegurar un enfoque centralizado de la expansión y operación de esta actividad estratégica. Muchos países habían reservado para el Estado la propiedad de una buena parte de la generación hidroeléctrica.

Los informes muestran la gran transformación de la matriz de generación en la región a partir de la reforma, con una mayor dependencia de los combustibles fósiles, especialmente gas natural en México y el Cono Sur y combustibles líquidos en América Central y el Caribe. La generación en muchos países se volvió muy vulnerable a los precios altos y volátiles del petróleo y a la interrupción del suministro de gas, lo cual trajo serias consecuencias financieras, fiscales y políticas: por una parte, los costos de generación no se pudieron trasladar a tarifas, lo que requirió subsidios generalizados de electricidad y, por la otra, los trastornos en el suministro de gas amenazaron la seguridad de suministro.

Las reformas fueron puestas a prueba por el impacto severo de perturbaciones externas al sector: crisis económicas en 1998-2002 en Brasil, Argentina y Colombia, sequías severas en 1997-2001 en países que dependen de generación hidroeléctrica como Brasil, Chile, Colombia y Perú, un aumento de 250% en el precio del petróleo de 1999 a 2006 y la pérdida de confianza en los mercados mayoristas de energía con el fracaso del mercado californiano.

A partir de 2002 eran evidentes la reducción del flujo de capital privado al sector, las dificultades de implementar un modelo de mercado competitivo y un esquema regulatorio independiente en varios países de la región, el desencanto en varios países con los resultados obtenidos con la reforma sectorial en términos de la seguridad de suministro y reducción de los precios de electricidad al consumidor final y en, general, el rechazo popular al modelo de mercado y la privatización de empresas estatales. No obstante, los estudios técnicos realizados sobre el desempeño de las empresas prestadoras del servicio de electricidad antes y después de la reforma mostraban que la competencia y la participación privada tuvieron en general un impacto positivo sobre los indicadores de productividad laboral, eficiencia de generación térmica, pérdidas de distribución y calidad de servicio. La paradoja del fuerte sentimiento negativo a nivel popular contra la privatización y la reforma a pesar de las mejoras tangibles en los indicadores

de desempeño se explica en parte porque la reforma en muchos países se asoció con la reducción del número de trabajadores de las empresas y el aumento de las tarifas de electricidad, aspectos de alto impacto ante la opinión pública.⁴

Las dificultades en la implementación del proceso de reforma sectorial pueden explicarse no solamente por los factores externos mencionados sino también por fallas en el diseño e implementación del modelo de mercado, tales como subestimación de las condiciones mínimas requeridas para el funcionamiento del nuevo modelo de mercado, expectativas poco realistas sobre las mejoras sustanciales que se podrían lograr, falta de respaldo político al modelo de mercado y a los nuevos entes reguladores, inestabilidad de las reglas de juego y la violación de los acuerdos contractuales.

La volatilidad de los precios de energía en el mercado *spot*, la necesidad de aumentos tarifarios sustanciales para cubrir los aumentos en los costos de generación y el riesgo de déficit de energía han motivado la intervención de los gobiernos para cambiar las reglas del mercado y controlar los precios de generación, lo cual puso en evidencia la falta de claridad en la separación de las funciones y de autonomía de los entes reguladores y la falta de compromiso político de algunos gobiernos con la reforma. La implementación de los nuevos modelos de mercado requería instituciones fuertes, compromiso político y el cumplimiento de condiciones mínimas para el funcionamiento de un mercado mayorista competitivo, las cuales no estaban presentes en muchos países.

Por una variedad de razones, el desempeño, autonomía, capacidad técnica y credibilidad de los entes reguladores no cumplieron con las expectativas en la mayoría de los casos. La creación de una cultura de regulación ha sido una tarea difícil y lenta en países en los que no existía esta tradición ni las instituciones complementarias requeridas. Por otra parte, resultó demasiado optimista la idea según la cual los gobiernos delegarían la regulación del sector en entes autónomos, como muestra de su compromiso de que no actuarían en forma oportunista y que se aplicarían las nuevas reglas de juego en forma técnica, transparente y neutral. En casi

⁴ Andrés, Luis y otros. *El impacto de la participación del sector privado en infraestructura*. Banco Mundial/PPIAF. 2008. El informe realiza un análisis econométrico del impacto de la reforma sobre el desempeño de 116 empresas de distribución, con participación privada en diez países de la región en el periodo 1995-2005, que cubre las etapas anterior, de transición y posterior a la reforma. Los resultados muestran que, en promedio, hubo una mejora en la productividad laboral, medida por el número de conexiones y de ventas de energía por empleado, en la calidad de servicio, medida por la duración y frecuencia de interrupciones, y una reducción en las pérdidas de distribución. Sin embargo, el precio medio de venta de energía aumentó y los aumentos en la cobertura del servicio no se pueden explicar como resultado de la reforma.

todos los casos en que se han presentado dificultades políticas con la aplicación del nuevo modelo de mercado, el gobierno ha intervenido directamente por encima de los reguladores.

Los mercados mayoristas, basados en la premisa según la cual la señal del costo marginal de energía en el mercado *spot*, algunas veces complementada con un cargo de capacidad, sería un incentivo suficiente para estimular la inversión en nuevos proyectos de generación y asegurar una oferta suficiente para atender la demanda, no funcionaron adecuadamente en la región y varios países enfrentaron situaciones de un balance oferta/demanda muy estrecho y racionamiento del suministro de energía. La mayoría de los países de la región establecieron la obligación a las empresas de distribución de contratar el suministro de energía para atender la mayor parte de la demanda proyectada de los consumidores regulados, utilizando procedimientos de libre competencia establecidos por el ente regulador. Hay consenso en que los contratos a largo plazo son instrumentos efectivos para la cobertura del riesgo de precio y volumen de energía, facilitar el financiamiento de nuevos proyectos y mitigar el abuso de la posición dominante en el mercado *spot*.

Por otra parte, la falta de prácticas de buen gobierno (el Estado de derecho, la calidad de la regulación y el manejo con criterio comercial de las empresas eléctricas estatales) era un problema en muchos países.

Los estudios mostraron que aun cuando la competencia en el mercado y la participación privada todavía eran instrumentos importantes para mejorar la eficiencia del sector, era necesario ajustar la estrategia para atender los principales retos que enfrentaban en mayor o menor grado los países de la región a mediados de la década de los 2000: garantizar la seguridad de suministro, reducir la vulnerabilidad de los precios de generación a factores externos no controlables, atender las preocupaciones del impacto de la generación eléctrica sobre el cambio climático, movilizar los recursos financieros para atender las necesidades de inversión, reducir y focalizar los subsidios generalizados, mejorar el marco institucional y regulatorio para consolidar los procesos de reforma y fortalecer el gobierno corporativo y la situación financiera de las empresas estatales.

En 2007, se observaban ciertos elementos comunes en la estrategia, que adoptaron la mayoría de los países de la región para enfrentar estos retos:

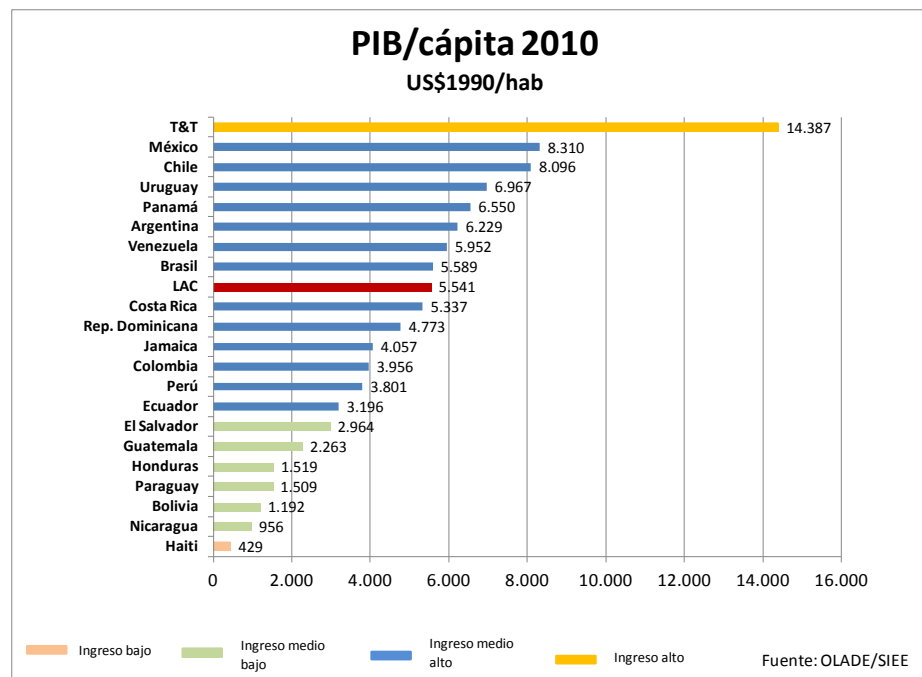
- El desarrollo de procedimientos y prácticas eficientes de contratación del suministro de energía a mediano y largo plazo que les permitiera contar con una oferta eficiente y suficiente para atender el crecimiento de la demanda.
- La diversificación de las fuentes de energía, basada principalmente en el fomento del uso de energía renovable para generación eléctrica: el desarrollo del potencial más atractivo de generación hidroeléctrica y de generación con recursos renovables no convencionales como energía eólica, solar y biomasa.
- Como complemento a la política de promoción de la energía renovable, la diversificación de las fuentes de energía y las fuentes de suministro por medio del desarrollo de tecnologías más limpias de generación térmica a gas y carbón, la importación de gas natural licuado, el desarrollo de mercados regionales de energía y el uso racional y eficiente de la energía.
- Desarrollar esquemas de asociación público/privada para manejar en forma más eficiente los mayores riesgos de inversión y de mercado relacionados con los proyectos de generación renovable, con mayores plazos de ejecución e intensivos en capital.

En 2007 se presentaba una gran oportunidad para el desarrollo de generación con energía renovable, pues al nivel proyectado del precio de petróleo (60 US\$/bbl) la mayoría de esas tecnologías eran competitivas con la generación termoeléctrica y sólo se requerían incentivos moderados para fomentar el desarrollo de los pequeños proyectos de generación renovable no convencional. Los planes consolidados de expansión de generación para la siguiente década de los países de la región, mostraban una ampliación de la oferta basada fundamentalmente en energía renovable (60%) y gas natural (30%), complementada con generación térmica a carbón. Se reconocía la importancia y prioridad de la política de diversificación de las fuentes de generación con el desarrollo de energía renovable, generación a gas y los mercados regionales de energía, pues en general permite mejorar la seguridad de suministro y reducir la vulnerabilidad al precio del petróleo, además de mantener la alta participación de energía limpia en la matriz de generación, que para 2007 era aproximadamente 73%.

IV. La evolución reciente de la oferta y la demanda de energía

América Latina y el Caribe (ALC)⁵ es una región de grandes contrastes en términos de nivel de ingreso, desde países de ingreso bajo como Haití hasta países de alto ingreso como Trinidad y Tobago. La mayoría de los países de la región se señalan como de ingreso medio alto (de acuerdo a la clasificación del Banco Mundial), con un producto interno bruto (PIB) per cápita entre US\$ 3.000 y 8.500, en dólares 1990. Los países centroamericanos (exceptuando Panamá y Costa Rica), y Bolivia y Paraguay conforman un bloque de países con un ingreso medio bajo. En 2010, el PIB per cápita promedio de la región era de 5.541 dólares de 1990 (véase figura 1).

Figura 1. PIB per cápita ALC en 2010



A. Balance de energía

La matriz de energía primaria en ALC muestra algunas similitudes pero diferencias significativas con la matriz a nivel mundial (véase tabla 1). Por una parte, en los dos casos, el petróleo y el gas natural representan más del 50% de la oferta de energía primaria, con un mayor peso tanto del petróleo como del gas natural en el caso de ALC. Por otra parte, el carbón tiene una participación marginal, de solamente 4,1% en el caso de ALC, comparado con 27,2% a nivel

⁵ En este documento, el Caribe se refiere a las grandes islas, excluyendo Cuba (República Dominicana, Haití, Jamaica, y Trinidad y Tobago).

mundial. Adicionalmente, la hidroenergía tiene una participación mucho más alta en ALC, que a nivel mundial (8 vs. 2,3%) en contraste con la participación de la energía nuclear (0,9 vs. 5,8%).

A nivel subregional, hay diferencias importantes en ALC. En las regiones que producen gas natural y que han desarrollado esta industria -Cono Sur (Bolivia y Argentina), Zona Andina, México y el Caribe (T&T)- este energético tiene una participación superior a 37% en la oferta primaria. Mientras tanto, en Centroamérica la participación es nula. Por otra parte, en Centroamérica la participación de la leña es casi de 30%, muy superior al promedio regional de 7%, debido a los niveles más bajos de cobertura del servicio de electricidad en los países más pobres de la subregión. La geotermia tiene una participación significativa en Centroamérica y en México. También es de destacar la alta participación de 18,1% de los productos de caña en Brasil, como resultado del desarrollo de la industria de alcohol carburante a partir la caña de azúcar (véase Tabla 1).

Tabla 1. Oferta de energía primaria 2010

Balance de Energía									
Oferta de energía primaria									
(en % de oferta total)									
2010									
	Petróleo y derivados	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidro-energía	Geotermia	Nuclear	Leña	Productos de caña	Otras Primarias
Mundial a/	32,8	20,9	27,2	2,3		5,8	10,2		0,8
ALC	41,1	29,1	4,1	8,0	0,8	0,9	7,0	7,1	2,0
Cono Sur	35,7	37,2	4,6	9,7		1,9	6,6	1,2	3,1
Brasil	40,0	9,7	4,7	12,9		1,4	9,4	18,1	3,9
Zona Andina	36,9	46,8	2,8	8,0			3,2	1,3	1,0
Centroamérica	46,9	0,0	1,3	6,5	8,2		29,0	7,3	0,7
México	48,0	37,8	5,2	1,7	1,9	0,8	3,4	1,1	0,1
Caribe	45,7	42,0	1,3	0,7			6,6	3,3	0,4

a/ IEA- Key World energy statistics- Balance de Energía para 2009.
Fuente: Base de datos OLADE/SIEE.

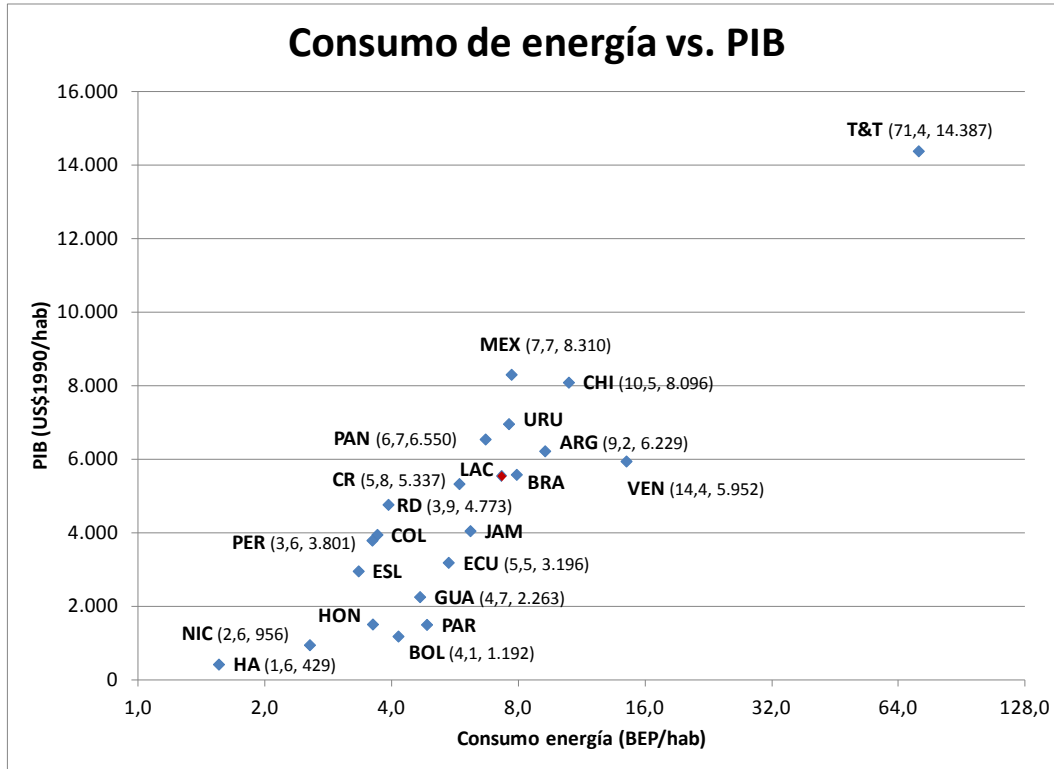
La participación del gas natural, electricidad y biomasa en el consumo final de energía en ALC y a nivel mundial son similares. Las diferencias en la composición del consumo final están relacionadas con una mayor participación de derivados de petróleo en el caso de ALC, y una participación del carbón mucho mayor a nivel mundial (véase tabla 2). A nivel subregional, se destaca la mayor participación del gas natural en los países que han desarrollado la industria de este combustible y la participación muy alta de la leña en el caso centroamericano (véase tabla 2).

Tabla 2. Consumo final de energía 2010

Balance de Energía						
Consumo final de energía						
(en % del consumo total)						
2010						
	Derivados de petróleo	Gas Natural	Electricidad	Biomasa	Carbón	Otros
Mundial a/	41,3	15,2	17,3	12,9	10,0	3,3
ALC	52,2	13,5	16,6	12,4	1,1	4,2
Cono Sur	44,1	24,8	19,5	8,7	0,3	2,6
Brasil	46,8	5,7	19,0	17,4	1,8	9,2
Zona Andina	55,8	21,2	13,8	5,7	1,8	1,7
Centroamérica	48,9	0,0	12,1	37,8	0,3	0,9
México	65,4	12,4	14,5	7,4	0,1	0,1
Caribe	49,6	21,3	14,0	12,7	0,2	2,2
a/ IEA- Key World energy statistics- Balance de Energía para 2009.						
Fuente: Base de datos OLADE/SIEE.						

El consumo final de energía per cápita en ALC en 2010 fue de 7,34 bep/hab, bajo si se compara con países desarrollados como Estados Unidos y Canadá, que alcanzan valores de aproximadamente 50 bep/hab, una indicación del grado de desarrollo; la gente con más ingreso consume más energía. A nivel de países en la región, la relación entre consumo de energía per cápita e ingreso se mantiene, aun cuando con diferencias de acuerdo con el grado de desarrollo de industrias intensivas en energía, la eficiencia energética y la participación del sector de servicios en la economía. Países de más bajo ingreso como Bolivia y Honduras, con un uso elevado e ineficiente de la leña, tienen un consumo de energía per cápita similar a Perú y Colombia, países con un ingreso per cápita mucho mayor. Venezuela, un país rico en petróleo, con una industria intensiva en energía y un uso relativamente ineficiente del petróleo, tiene un consumo de energía per cápita mucho más alto que Brasil, Argentina, Costa Rica y Panamá, países con un ingreso per cápita similar, pero con una mayor participación del sector de servicios y un uso más eficiente de la energía. Trinidad y Tobago, un país de alto ingreso, rico en gas natural y petróleo, tiene un consumo per cápita de energía casi diez veces mayor que el consumo de la región (véase figura 2).

Figura 2. Consumo de energía vs. PIB en 2010



Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos OLADE/SIEE.

B. Fuentes de energía para generación eléctrica

ALC es una región rica en fuentes de energía para generación eléctrica distintas al petróleo. La región tiene un potencial de generación hidroeléctrica de 660.000 MW, del cual 88% está concentrado en Suramérica. OLADE estima que en 2010 solamente se había desarrollado 23% de este potencial (una capacidad instalada de aproximadamente 153.000 MW) (véase tabla 3). En la mayoría de los países los proyectos de generación hidroeléctrica son competitivos con la generación termoeléctrica con combustibles líquidos a los precios actuales del petróleo, y son un elemento esencial de la política de desarrollo de generación con base en energía renovable. En los últimos años se observa un resurgimiento de la inversión en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, inclusive por parte de inversionistas privados, que tradicionalmente preferían la inversión en proyectos termoeléctricos que tienen menores riesgos de desarrollo (costos de capital más bajos y periodos de amortización más cortos). Sin embargo, en la mayoría de los países el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos más grandes enfrenta oposición ciudadana y

dificultades en su licenciamiento, por su alto impacto social y ambiental, asociado con la construcción de grandes embalses.

Tabla 3. Potencial hidroeléctrico 2010

POTENCIAL HIDROELÉCTRICO			
Año 2010			
Países	Potencial (MW)	Capacidad instalada (MW)	Aprovechado (%)
Argentina	40.400	10.044	25
Bolivia	12.000	488	4
Brasil	260.093	80.637	31
Chile	25.156	5.481	22
Colombia	93.000	9.026	10
Costa Rica	6.633	1.554	23
Ecuador	30.865	2.242	7
El Salvador	2.165	472	22
Guatemala	5.000	853	17
Haití	207	61	29
Honduras	5.000	526	11
Jamaica	80	25	31
México	53.000	11.503	22
Nicaragua	2.000	105	5
Panamá	3.282	904	28
Paraguay	12.516	8.810	70
Perú	58.937	3.438	6
Rep Dominicana	2.095	523	25
T&T	0		
Uruguay	1.815	1.538	85
Venezuela	46.000	14.623	32
ALC	660.244	152.853	23

Fuente: OLADE Informe de Estadísticas Energéticas 2011.

El potencial de generación con energía renovable no convencional (ERNC) es importante y la mayoría de los países de la región ha establecido incentivos para promover su desarrollo como parte de la política de diversificación de las fuentes de generación. En general, la generación con energía eólica, biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas es competitiva con las fuentes convencionales, así como la generación geotérmica en los países que todavía cuentan con fuentes de alta entalpía. Aun cuando no hay información confiable y consolidada sobre el potencial de ERNC a nivel regional, la información disponible sobre el potencial de energía eólica ilustra su importancia (véase tabla 4).

Tabla 4. Potencial energía eólica

	Potencial (GW)
México	40
Centroamérica	100
Colombia	20
Perú	10
Chile	5
Argentina	10
Uruguay	2
Brasil	140
Total	327

Fuente: Proyecto CIER 15 Fase II, informe final, 2011.

La región también cuenta con yacimientos importantes de carbón mineral, de los cuales los de más alta calidad, localizados en Colombia y Venezuela, se explotan principalmente para exportación (véase tabla 5). El uso del carbón para generación eléctrica es marginal en la región (representaba aproximadamente 5% de la generación total en 2010) y está concentrado principalmente en el norte de Chile y en México. Este país, Chile, Brasil, Argentina y Guatemala eran los principales países importadores de carbón mineral en la región. La generación a carbón tiene un alto impacto ambiental. Aun cuando la emisión de particulados, SO_x y NO_x se puede reducir sustancialmente seleccionando tecnologías apropiadas de combustión y control de emisiones, y quemando carbón de mejor calidad, no existen actualmente tecnologías comerciales para secuestrar la alta emisión de CO₂ y reducir su impacto sobre el calentamiento global. No obstante, la generación termoeléctrica a carbón es una opción interesante para diversificar las fuentes de generación en países que no cuentan con gas natural. Por sus costos variables relativamente bajos y un precio en el mercado internacional menos volátil que el petróleo, las plantas termoeléctricas a carbón son una buena opción para generación en base y reducir la volatilidad de los precios de generación.

Tabla 5. Reservas carbón mineral

Carbón mineral			
Principales países productores			
Año 2010			
	Reservas probadas	Producción anual	Relación reservas/ producción
	millones tons	miles tons	años
Brasil	4.559	4.306	1.059
Chile	148	341	434
Colombia	5.643	74.350	76
México	1.201	9.976	120
Perú	49	369	133
Venezuela	1.770	2.730	648
ALC	13.370	92.126	145

Fuente: OLADE. Informe de Estadísticas Energéticas 2011.

Varios países de la región (Argentina, Venezuela, México, Trinidad y Tobago, Bolivia, Brasil, Perú y Colombia) tienen una producción importante de gas natural para atender la demanda de la generación termoeléctrica, de los sectores industrial, residencial y transporte y, en el caso de Trinidad y Tobago y Perú, exportar gas natural licuado (GNL) (véase tabla 6). En varios países se desarrolló un parque de generación con turbinas a gas de ciclo abierto y combinado de alta eficiencia como base para viabilizar el desarrollo de las reservas de gas y la masificación del uso del gas natural en los sectores residencial, industrial y transporte. En 2009 el gas natural participaba en aproximadamente 21% en la matriz de generación a nivel regional. En 2010 había transacciones de gas por los gasoductos de interconexión en el Cono Sur, entre Colombia y Venezuela y entre México y Estados Unidos, con ventas de gas de Bolivia a Brasil y Argentina, de Argentina a Chile y Uruguay, y de Colombia a Venezuela, e importaciones de gas de México desde los Estados Unidos. Adicionalmente, se habían construido terminales de regasificación en Argentina, Brasil, Chile, México y República Dominicana para importar GNL, atender la demanda interna y mejorar la confiabilidad de suministro de gas natural.

Tabla 6. Reservas de gas natural

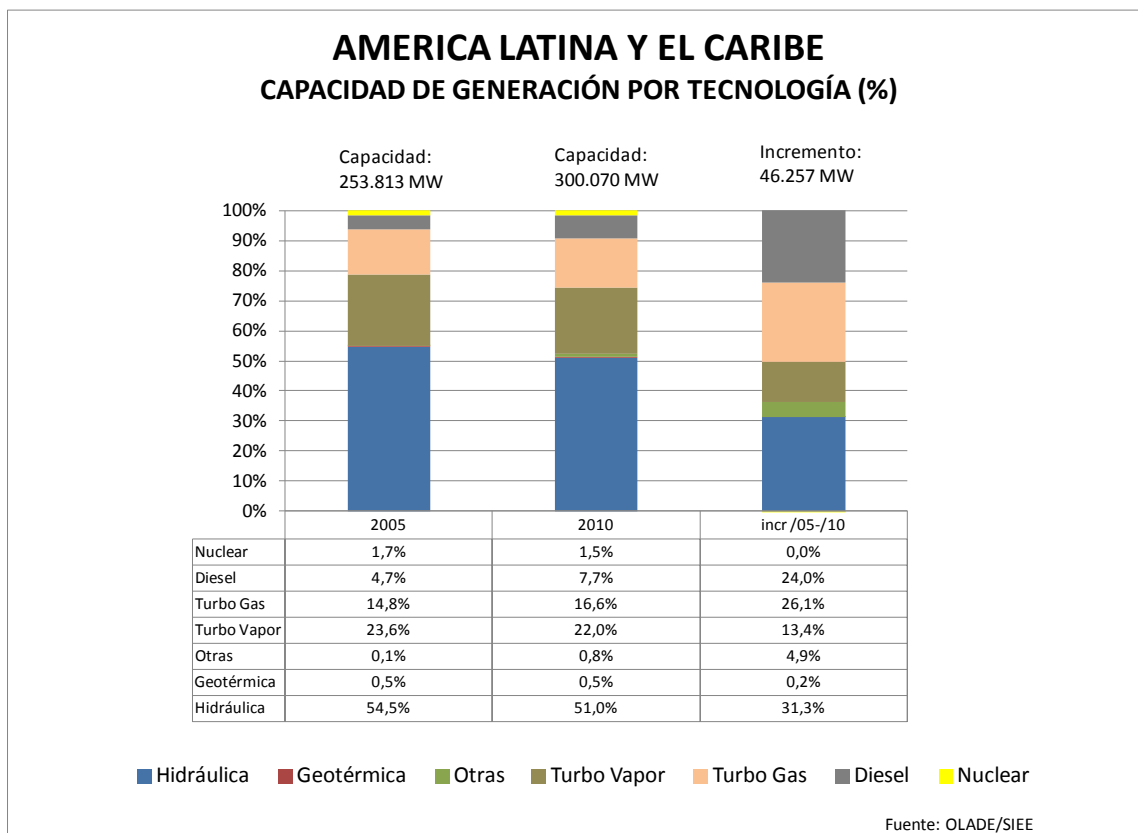
Gas Natural			
Países productores			
Año 2010			
	Reservas probadas	Producción anual	Relación reservas/ producción
	Gm ³	Mm ³	años
Argentina	332	46.365	7
Bolivia	281	15.228	18
Brasil	422	21.700	19
Chile	39	2.210	18
Colombia	140	14.717	10
Ecuador	5	1.692	3
México	490	82.818	6
Perú	353	12.555	28
Trinidad & Tobago	408	44.723	9
Venezuela	5.524	57.947	95
ALC	7.994	299.955	27

Fuente: OLADE. Informe de Estadísticas Energéticas 2011.

C. Oferta y demanda de electricidad

La capacidad instalada en plantas de generación eléctrica en ALC aumentó en aproximadamente 46.000 MW en el quinquenio 2005 a 2010, lo cual corresponde a una tasa de crecimiento anual de 3,4%. Durante el periodo hubo un ajuste menor en la composición del parque de generación con un aumento en la participación en la capacidad instalada de la generación termoeléctrica en turbinas a gas, motores diesel y fuentes renovables no convencionales y una reducción en la participación de plantas hidroeléctricas y turbinas a vapor. No obstante, a nivel regional, el parque de generación era predominantemente hidroeléctrico en 2010 (51% de la capacidad), con una participación de 46% de plantas termoeléctricas convencionales, la mayor parte en turbinas a vapor y a gas. La generación nuclear participaba con 1,5% y otras fuentes renovables con 1,3%. El incremento de la capacidad instalada durante el período se efectuó principalmente con plantas hidroeléctricas, turbinas a gas y motores diesel, este último como resultado de planes de emergencia ejecutados en varios países para atender situaciones de crisis de suministro por un balance estrecho oferta/demanda (véase figura 3).

Figura 3. Capacidad de generación por tecnología



No obstante la reducción de la participación de la generación hidroeléctrica en la capacidad instalada, en el quinquenio 2005-2010 se instaló una capacidad de aproximadamente 15.000 MW en nuevos proyectos hidroeléctricos, de la cual 83% localizada en Brasil y el Cono Sur. Brasil tiene un poco más de 50% de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica en la región y continúa aumentando esta participación (véase tabla 7).

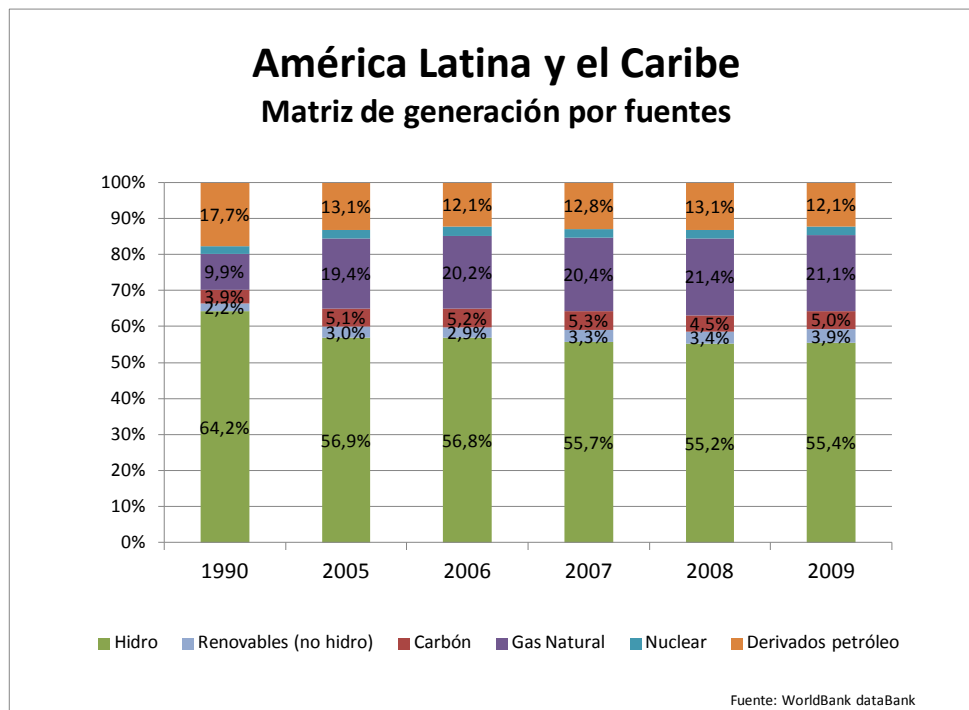
Tabla 7. Capacidad de generación hidroeléctrica

Capacidad de generación en MW				
	2005	2010	incremento /05-/10	
			MW	%
Cono Sur	24.073	26.361	2.288	15,8
Brasil	70.857	80.637	9.780	67,5
Zona Andina	28.510	29.329	819	5,7
Centroamérica	3.877	4.447	570	3,9
Caribe (islas grandes)	555	609	54	0,4
México	10.536	11.503	967	6,7
Total	138.409	152.887	14.479	100,0

Fuente: OLADE/SIEE

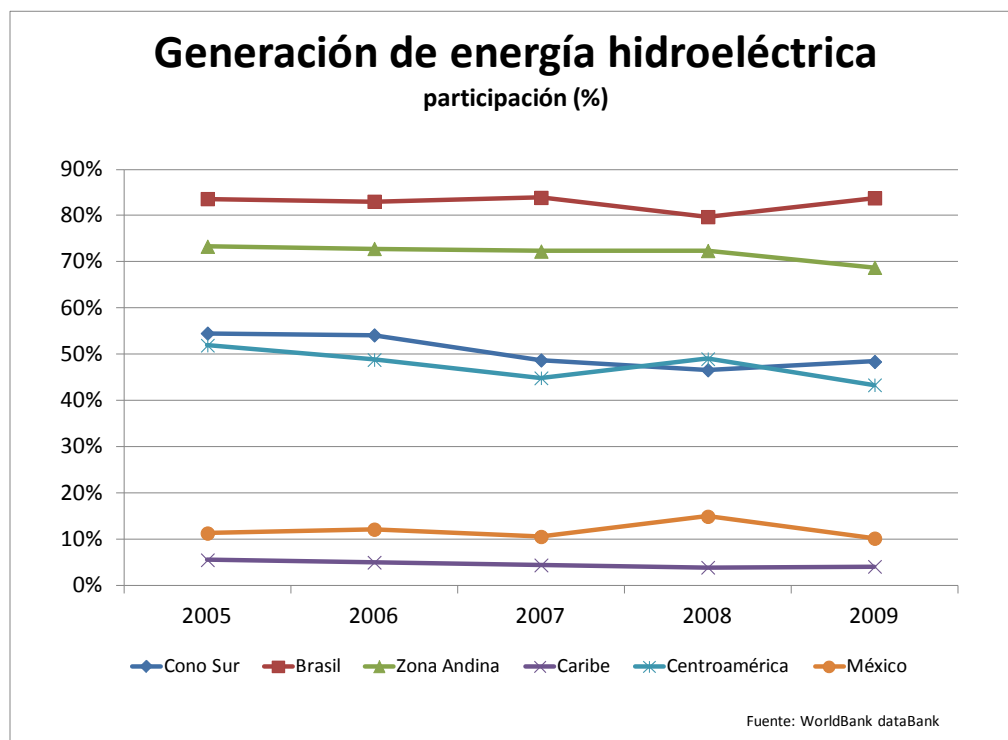
La composición de la matriz de generación de energía por fuentes de energía en un sistema predominantemente hidroeléctrico fluctúa anualmente de acuerdo con los cambios en la composición de la capacidad instalada, la disponibilidad de unidades de generación, el uso de los embalses multianuales y las variaciones en la hidrología a nivel anual, principalmente por la incidencia de los fenómenos del Niño y la Niña. Durante el periodo 2005-2009, la contribución de la generación con energía renovable a nivel regional se mantuvo alrededor de 59%, la de generación con gas natural en 21%, la de derivados de petróleo en 13%, 5% para el carbón y 2% para nuclear. Comparada con la matriz de generación en 1990, antes de que se iniciara el proceso de reforma del sector en la mayoría de los países de la región, se observa que entre 2005 y 2009 hubo una reducción a nivel regional de aproximadamente siete puntos porcentuales en la participación de la energía renovable y de cinco puntos porcentuales en los derivados de petróleo, la cual se compensó principalmente con un aumento de la participación del gas natural (véase figura 4).

Figura 4. Matriz de generación por fuentes



Sin embargo, la composición de la matriz de generación es poco uniforme a nivel de países y de subregiones⁶, reflejo de las fuentes de generación disponibles y de las políticas adoptadas para el desarrollo de las mismas. La participación promedio anual de la generación hidroeléctrica durante el periodo 2005-2009 fue muy alta en Brasil (niveles de 85%) y en la Zona Andina (70%), mientras que en el Cono Sur y Centroamérica es similar al promedio regional (50%). Por otra parte, la participación en México y en el Caribe es muy baja (niveles de 10 y 5% respectivamente) (véase figura 5). La alta participación de la generación hidroeléctrica ayuda a estabilizar el precio medio de generación en los contratos de suministro de energía, pues no están indexados a los precios de los combustibles, pero hace más vulnerable el suministro de energía al riesgo de escasez en periodos de sequía, como lo demuestran las situaciones de emergencia en el suministro que han enfrentado Brasil, Perú, Ecuador, Colombia, Chile y Venezuela.

Figura 5. Participación hidroenergía en la matriz de generación



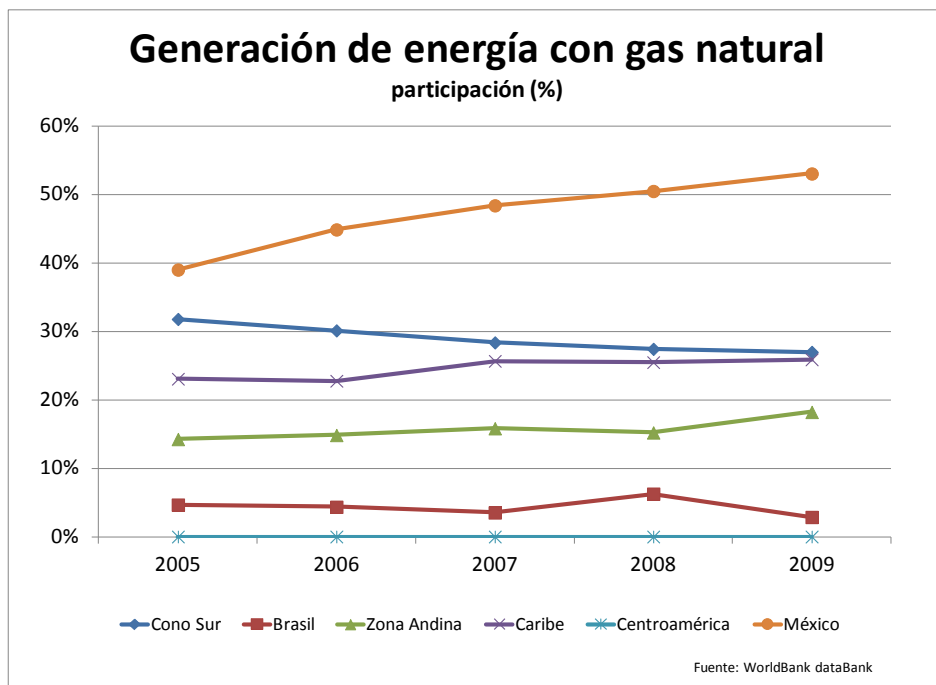
Por otra parte, la contribución de la generación con gas natural durante el periodo 2005-2009 varía mucho por país y subregión, de acuerdo a la disponibilidad de esta fuente de energía.

⁶ La clasificación por subregiones en este informe corresponde a la utilizada por OLADE en el sistema de información SIEE. Cono Sur incluye solamente a Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay; Zona Andina a Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. El autor sólo incluye en el Caribe a Haití, Jamaica, República Dominicana, y Trinidad y Tobago.

En México, la participación ha aumentado gradualmente de 40% a más de 50% como resultado del programa de CFE de contratar con inversionistas privados el suministro de energía de plantas de ciclo combinado que utilizan gas natural producido localmente, importado por gasoducto de Estados Unidos, y procesado en plantas de regasificación de GNL importado. En el Cono Sur, la participación se redujo durante el periodo de 32 a 27%, debido a los problemas de suministro de gas natural en Argentina, que afectaron las exportaciones de gas a Chile y el programa de desarrollo de turbinas a gas en ese país. En el Caribe, la participación ha aumentado gradualmente de 23 a 26%, influenciado por los desarrollos en Trinidad y Tobago y la importación de GNL a República Dominicana. En la Zona Andina, la participación ha aumentado gradualmente de 14 a 18%, principalmente como resultado del desarrollo de turbinas a gas en Perú utilizando el gas de Camisea. Finalmente, en Centroamérica hay iniciativas para desarrollar proyectos de ciclos combinados con GNL importado, pero no se han podido concretar, pues los costos fijos de una terminal de regasificación son muy altos y se requiere contar con la demanda de gas de plantas de generación de mayor porte, con una capacidad cercana a 500 MW, muy grandes para la demanda individual de cada país, pero factibles si se cuenta con un mercado regional de contratos firmes una vez entre en operación la línea SIEPAC en 2012. En el caso Brasil, la contribución de la generación a gas natural fluctúa a niveles de 5% (véase figura 6).

Finalmente, la participación de la generación con derivados del petróleo es muy alta en el Caribe, alrededor de 65% y alta en Centroamérica, alrededor de 35%, donde, con la excepción de Costa Rica, los países dependen de la generación con derivados del petróleo, principalmente en motores diesel. Los países centroamericanos y del Caribe que han establecido un mercado mayorista (Panamá, El Salvador, Nicaragua, Guatemala y República Dominicana) y con una alta dependencia de la generación con derivados de petróleo, han tenido dificultades en trasladar a las tarifas los altos precios de generación en los últimos años, debido al impacto de la volatilidad y tendencia alcista del precio de los derivados en el mercado internacional, que se refleja en el precio de compra de energía en contratos a generadores térmicos, indexado al precio del combustible, o el precio de energía en el mercado ocasional, definido por el costo variable de la unidad despachada en el margen, la mayoría de las veces una unidad termoeléctrica que quema combustibles líquidos.

Figura 6. Participación del gas natural en la matriz de generación



La participación de la generación con derivados es baja (menor a 15%) en el Cono Sur, Brasil y Zona Andina, que tienen una alta dependencia de la generación hidroeléctrica y la generación térmica con gas natural. México redujo la participación de la generación con derivados (básicamente combustóleo en turbinas a vapor) de 28 a 18% en el periodo 2005-2009 (véase figura 7).

La región tiene una matriz de generación muy limpia comparada con el resto del mundo, debido a la alta participación en la matriz de generación de la energía renovable (60%) y del gas natural (21%), la cual se refleja en una baja intensidad de las emisiones de CO₂ relacionadas con la generación eléctrica. Para el periodo 2007-2009 la generación eléctrica en ALC produjo en promedio 245 g CO₂/kWh, bajo si se compara con 504 a nivel mundial, 531 para los Estados Unidos, y 356 para la Unión Europea. Hay diferencias sustanciales entre países de la región, que reflejan el grado de participación de la energía limpia en la matriz de generación, desde un valor nulo para Paraguay que atiende su demanda con la generación hidroeléctrica de los proyectos binacionales de Itaipú y Yaciretá, 58 para Costa Rica y 75 para Brasil donde la generación con energía renovable representa más de 85% de la generación total, hasta valores superiores a 500 g CO₂/kWh para las islas del Caribe con alta dependencia de la generación térmica (véase figura 8).

Figura 7. Participación de la generación con derivados de petróleo

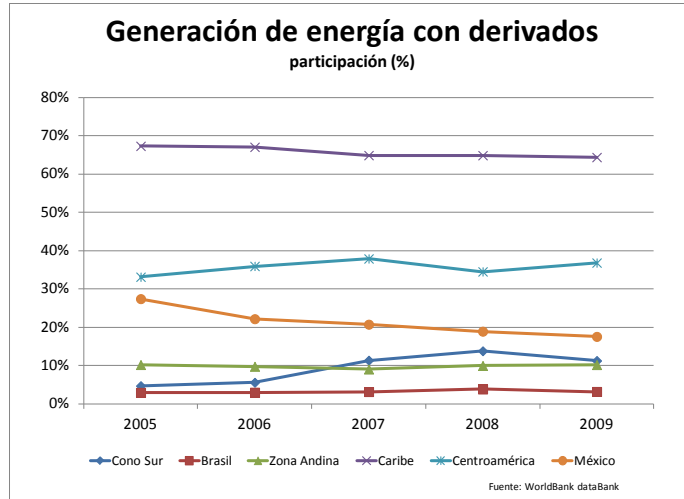
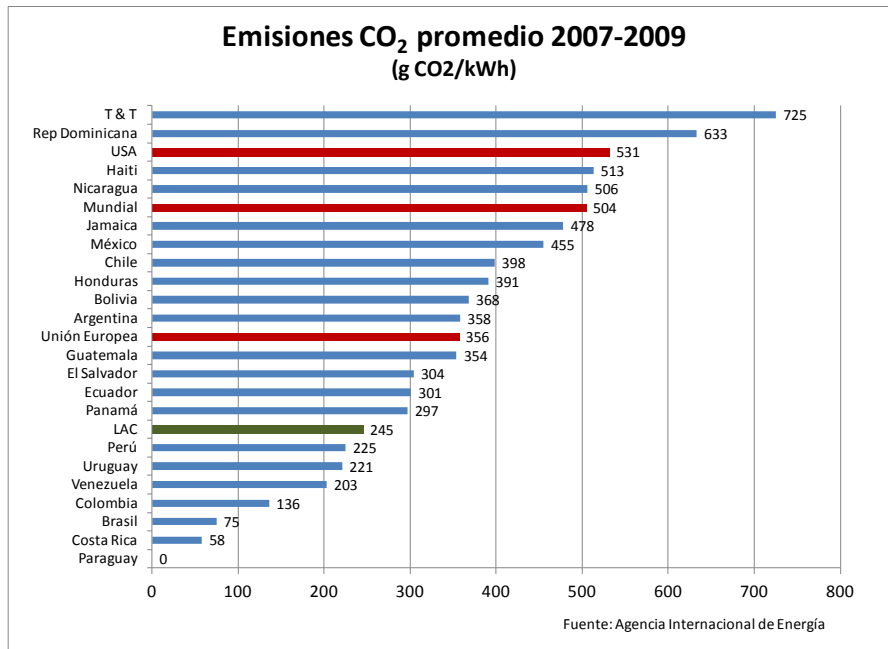
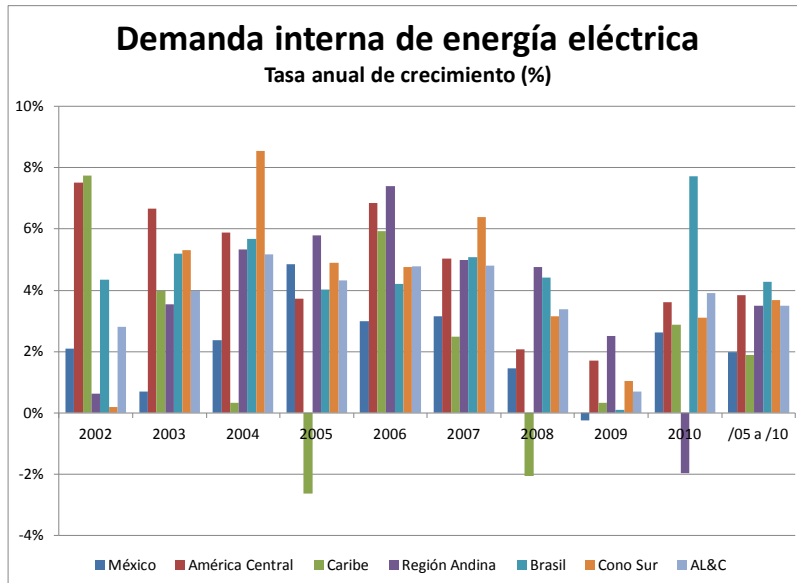


Figura 8. Emisiones CO₂ de la generación eléctrica



Durante el periodo 2005-2010, la demanda de energía eléctrica en la región aumentó a tasas anuales de crecimiento superiores a 4% en los tres primeros años, pero con el impacto de la crisis financiera y económica a nivel mundial del 2008-2009, bajó su crecimiento a 0,7% en 2009 y, en promedio para todo el periodo, el crecimiento anual fue de 3,5%. Por subregiones, Brasil y Centroamérica tuvieron un crecimiento más alto que el promedio de la región, alrededor de 4%, y México y el Caribe un crecimiento más bajo, de aproximadamente 2% (véase figura 9).

Figura 9. Tasa de crecimiento de la demanda de electricidad



Fuente: OLADE/SIEE.

V. La evolución de las reformas del sector en los últimos cinco años

Como se mencionó en los antecedentes, a mediados de la década de los años 2000, la mayoría de los países de la región que habían adoptado un modelo de mercado decidieron ajustarlo para enfrentar los nuevos retos de garantizar una oferta suficiente para atender la demanda en forma confiable y eficiente (**seguridad de suministro**), reducir la vulnerabilidad de los precios de la electricidad a factores externos (**estabilización de precios**) y atender las preocupaciones sobre el impacto de los nuevos proyectos de generación sobre el calentamiento global (**cambio climático**).

La **seguridad de suministro** se convirtió en un tema prioritario, pues varios países enfrentaron situaciones de un balance oferta/demanda muy estrecho y racionamiento del suministro de energía. Además, algunos países observaban con preocupación la falta de inversión en los sistemas de transmisión y los cuellos de botella en la transmisión, que restringían el despacho económico y deterioraban la confiabilidad de suministro. La seguridad de suministro se vio comprometida por las siguientes razones principales:

- a) En la práctica, la señal del precio de la energía en el mercado ocasional basada en principios marginalistas, complementada con un cargo de capacidad, no fue un incentivo suficiente para que los agentes en el mercado hicieran las inversiones requeridas en nuevos proyectos de generación para atender la demanda en forma confiable. En muchos casos, la señal de precio era muy volátil por el efecto de las sequías y/o las variaciones de los precios de los combustibles y no había incentivos suficientes para que se desarrollara en forma voluntaria un mercado de contratos de suministro de energía a largo plazo, que asegurara un flujo de ingresos estable y predecible para financiar las nuevas inversiones en generación.
- b) Los países con una alta dependencia de generación hidroeléctrica observaron que los mecanismos de mercado utilizados no eran muy efectivos para garantizar un suministro de energía suficiente en condiciones de extrema sequía.
- c) En algunos países como Chile, la seguridad de suministro se vio comprometida por el corte de suministro de gas natural o energía eléctrica importada.
- d) Los mecanismos descentralizados de expansión de la red de transmisión que adoptaron unos pocos países, basados en los incentivos de precios nodales de energía y rentas de

congestión, enfrentaron muchas dificultades para garantizar una ampliación oportuna y eficiente de la red de transmisión por parte de los agentes del mercado.

- e) En otros países, principalmente en Centroamérica y el Caribe, el riesgo de crédito en el suministro de energía era muy alto debido al deterioro de la situación financiera de los compradores, lo cual desestimuló la inversión.

Para atender estas deficiencias del mercado, los países adoptaron las siguientes medidas:

- a) La mayoría estableció la norma, según la cual las empresas de distribución tienen la obligación de contratar el suministro de energía para atender la mayor parte de la demanda proyectada de los consumidores regulados, utilizando procedimientos de libre competencia definidos por el ente regulador (obligación a contratar).
- b) Colombia cambió el cargo de capacidad establecido administrativamente por un mecanismo de mercado para garantizar la confiabilidad del suministro.
- c) La mayoría adoptó un esquema centralizado de planificación y expansión del sistema troncal de transmisión.

Para atender el riesgo de cortes en el suministro de energía importada, los países decidieron diversificar las fuentes de suministro; en el caso de Chile, impulsando el desarrollo de terminales de regasificación para la importación de gas natural licuado (GNL).

La estabilización y reducción de los precios de generación se convirtió en un tema prioritario en los países que tuvieron dificultad en trasladar a tarifas los aumentos de los precios de generación, basados en costos marginales en una coyuntura de precios de los combustibles altos y volátiles en el mercado internacional y una reducción de la generación hidroeléctrica en periodos de sequía. El problema fue especialmente agudo para los países que dependen de la generación térmica con derivados de petróleo importados, pues los contratos de compra de energía con generadores térmicos, indexados al precio del combustible, no permitían estabilizar los precios de energía.

En general, la mayoría de los países adoptaron la política de desarrollar un portafolio de generación diversificado, con costos de energía más estables y más bajos que los de la generación con derivados del petróleo, promoviendo el desarrollo de generación renovable y otras fuentes de suministro, incluyendo el desarrollo de mercados regionales de energía

(**diversificación de fuentes**). Otros países optaron por intervenir los precios de energía en el mercado mayorista y establecer subsidios generalizados para reducir el impacto tarifario sobre la mayoría de los consumidores.

El cambio climático se volvió un tema prioritario de política energética por la oposición en general al desarrollo de generación termoeléctrica con altas emisiones de gases efecto invernadero y el desarrollo a nivel internacional de mecanismos financieros para promover el desarrollo de energía limpia. En general, todos los países adoptaron una política de promoción de la energía renovable, en especial la no convencional, pues cumplía con múltiples objetivos: es energía limpia, en muchos casos el costo de generación es competitivo con otras fuentes convencionales y ayuda a diversificar las fuentes de generación.

A partir de 2005 los aspectos más importantes del proceso de reforma de la región tienen que ver con los retos mencionados y las medidas adoptadas por los gobiernos para enfrentarlos. A continuación se discuten las medidas adoptadas bajo los siguientes temas: i) los incentivos y mecanismos para lograr una oferta suficiente, ii) la diversificación de las fuentes de energía, iii) la intervención del Estado, y iv) las tarifas y subsidios.

En general, se observa una tendencia a depender más de mecanismos centralizados para la planificación de la expansión del sistema de generación y transmisión y la contratación del desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión, y a fortalecer el rol del Estado en ese proceso, lo cual se podría interpretar como un regreso al modelo estatista, especialmente si se tienen en cuenta los procesos de contrarreforma y renacionalización que se han iniciado en algunos países de la región, los cuales se discuten más adelante.

Sin embargo, en la mayoría de los casos la participación privada y la competencia continúan jugando un papel muy importante en la implementación de los mecanismos centralizados. Inversionistas privados participan activamente en el financiamiento, ejecución y operación de obras de generación, transmisión y distribución, y la competencia es muy importante en los procesos de libre competencia para la contratación de los proyectos de generación y transmisión.

Los temas de separación de las funciones de formulación de políticas, regulación y prestación de servicio, los modos de propiedad y el gobierno corporativo continúan siendo

importantes. La intervención de los gobiernos en los mercados y en el establecimiento de los precios, los conflictos de interés entre las funciones, la debilidad de algunos entes reguladores y el bajo desempeño de algunas empresas estatales continúan afectando el funcionamiento del sector eléctrico. Sin embargo, estos temas han sido motivo de preocupación desde antes de 2005 y ya han sido analizados con bastante detalle. Por esta razón no se incluyen en este informe.

A. Los incentivos y mecanismos para garantizar una oferta suficiente

En la mayoría de los países se considera que la contratación obligatoria del suministro de energía y la planificación centralizada del sistema troncal de transmisión son instrumentos necesarios y adecuados para mejorar la seguridad de suministro y mitigar la volatilidad de los precios de generación. Por una parte, los contratos a largo plazo facilitan el financiamiento de nuevos proyectos, especialmente los de generación, intensivos en capital, pues garantizan un flujo de caja más estable y predecible para el inversionista que las ventas en el mercado ocasional. También se reconoce que si se aplican procedimientos de libre competencia y criterios adecuados de manejo de riesgo en el proceso de contratación, es posible desarrollar un ambiente de competencia por el mercado para obtener los mejores precios de suministro de energía y las mejores condiciones para la ampliación del sistema troncal de transmisión, atender el crecimiento de la demanda en forma segura y confiable, y mitigar el riesgo de precio y volumen en el suministro de energía.

1. La obligación de contratar el suministro de energía

La mayoría de los países que adoptaron un modelo de mercado establecieron de una u otra forma la norma según la cual las distribuidoras están obligadas a contratar el suministro de energía para atender la demanda regulada utilizando procedimientos regulados de libre competencia. Los países que adoptaron un diseño inicial de mercado que permitía una contratación libre entre generadores y distribuidores, como Brasil y El Salvador, o que definían los precios de compra de energía de las distribuidoras con base en el valor esperado del costo marginal como Perú y Chile, ajustaron el modelo de mercado para establecer la obligación a contratar, de tal manera que el precio de compra de energía de las distribuidoras se define básicamente por el precio de energía que resulta de la competencia en los procesos de libre competencia. Colombia introdujo un mecanismo de mercado para garantizar la suficiencia del suministro, administrado centralizadamente. Los países centroamericanos como Guatemala, Nicaragua y Panamá

establecieron desde el inicio de la reforma la obligación de las distribuidoras a atender una parte sustancial de su demanda regulada mediante contratos, pero en los últimos años han fortalecido los mecanismos de coordinación y regulación del procedimiento de compra. Sin embargo, en todos los países se mantuvo el principio de contratación libre del suministro de energía por parte de los grandes consumidores.

En Brasil, la Ley 10847 de 2004 establece un mercado de energía con un ambiente de contratación regulada (ACR), en el que participan las empresas distribuidoras que atienden a los clientes regulados y un ambiente de contratación libre en el que participan los grandes clientes. Las empresas distribuidoras en el ACR compran la energía requerida para atender su demanda en contratos con generadores seleccionados mediante subastas públicas centralizadas, operadas por el administrador del mercado, que cumplen las normas y procedimientos de contratación establecidos por el ente regulador y los lineamientos del plan de expansión de generación preparado por un organismo estatal.

En Chile, la Ley Corta II de 2005 estableció la obligación de las empresas distribuidoras de contratar el suministro de energía para atender la demanda de sus clientes regulados mediante mecanismos de libre competencia, con lo cual se reemplaza por un mecanismo de mercado el procedimiento administrado para establecer los precios de compra de energía por parte de las distribuidoras. Estas definen en forma descentralizada (pero con la posibilidad de realizar licitaciones en forma conjunta) el diseño de los procedimientos de licitación, el tipo de contrato de suministro, la demanda requerida y otros requisitos sujetos al cumplimiento de condiciones generales establecidas en la ley y a la revisión y aprobación de los documentos de licitación por parte del ente regulador. Los grandes clientes pueden negociar libremente las condiciones de suministro de energía en el mercado de contratos y comprar energía en el mercado ocasional.

En Perú, la Ley 28832 de 2006 también estableció la obligación de contratar e, igual que en Chile, las empresas distribuidoras definen en forma descentralizada las condiciones especiales de contratación. Sin embargo, la ley y las regulaciones establecen condiciones particulares sobre la forma de atender la demanda con contratos de largo, mediano y corto plazo e incentivos para contratar con mayor anticipación el suministro. Los grandes clientes pueden contratar libremente el suministro de energía o comprar energía en el mercado ocasional.

Colombia mantiene un mercado de contratos bilaterales entre generadores, comercializadores, distribuidoras y grandes clientes, en que las partes acuerdan libremente las cantidades de energía y los precios a contratar como un mecanismo de cobertura de la volatilidad del precio en el mercado ocasional. Como otros países de la región, Colombia estableció desde el inicio de la reforma un esquema regulado de cargos de capacidad que remuneraba el aporte de las plantas generadoras a la potencia firme del sistema y tenía el objeto de garantizar la confiabilidad de suministro a largo plazo. Sin embargo, después de diez años de aplicar el cargo de capacidad con resultados no siempre positivos y dudas sobre su efectividad, en 2006 el regulador decidió reemplazarlo por un esquema de mercado diseñado para asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica a largo plazo.

La reforma del sector de electricidad en El Salvador introdujo un modelo de mercado de avanzada con competencia a nivel del mercado mayorista y minorista, contratos bilaterales libremente pactados entre generadores, comercializadores, distribuidoras y consumidores, y despacho de unidades basado en oferta de precios. Este modelo de mercado no se adaptaba a las condiciones de un mercado pequeño como el salvadoreño, y entre 2003 y 2008 se reformó el modelo para establecer, entre otras cosas, los contratos obligatorios de largo plazo para atender la demanda regulada de las distribuidoras.

En Panamá, Guatemala y Nicaragua el modelo de mercado incluyó desde el inicio la obligación de las empresas distribuidoras de contratar el suministro de una porción alta de su demanda por medio de procedimientos regulados de libre competencia.

Sin embargo, la obligación de contratar y las licitaciones de compra de energía no necesariamente garantizan un suministro suficiente ni eficiente de energía si las normas y procedimientos de contratación no están bien diseñados y administrados. Hay una amplia experiencia de contratación del suministro de energía bajo modalidades de acuerdos de compra de energía (PPA) antes de la reforma del sector o en países que no establecieron mercados de energía, y en muchos casos han resultado en contratos onerosos e inflexibles que se convierten en una pesada carga financiera para la empresa compradora. Por ejemplo, Honduras mantuvo un modelo de monopolio integrado verticalmente, que actúa como comprador único para contratar con inversionistas privados el suministro de la energía requerida para atender la demanda. Sin embargo, la falta de transparencia y estandarización en el proceso de licitación, procesos

administrativos engorrosos, alto riesgo de crédito, y otros factores han resultado en atrasos en la adjudicación y ejecución de proyectos de generación, precios altos de compra de energía, problemas de confiabilidad de suministro, volatilidad de los precios de energía y dificultades para trasladar a tarifas el precio de compra de energía.

2. Los mecanismos de libre competencia

El diseño de las normas y procedimientos de licitación para la contratación del suministro de energía en un mercado mayorista es una tarea más compleja que el diseño de los contratos tipo PPA. Usualmente el contrato es un instrumento financiero de cobertura del riesgo de precio, aun cuando se exija que esté respaldado por generación firme. En general, el generador asume los riesgos y obligaciones de operar en un mercado mayorista, cumplir con el reglamento de operación, y transar las diferencias entre la energía generada y la energía contratada en el mercado ocasional. Las normas y procedimientos de contratación deben lograr un buen balance entre diferentes aspectos: asignar adecuadamente los riesgos de precio y de contrato entre el comprador (consumidor) y el vendedor (productor); establecer una duración de los contratos suficientemente larga para facilitar el financiamiento de proyectos intensivos en capital pero suficientemente corta para que los consumidores puedan beneficiarse de mejores opciones de suministro en un futuro; normas suficientemente detalladas que eviten una aplicación discrecional e inadecuada, pero suficientemente flexibles que permitan la aplicación de buenas ideas; contratar suficiente capacidad de generación para atender una proyección de la demanda sujeta a incertidumbres, pero no en exceso que ocasione el problema de sobrecontratación. Por otra parte, el comprador debe tener incentivos no solamente para abastecer la demanda sino para crear un portafolio de contratos que le permita mitigar el riesgo de precio y de volumen, y para utilizar la presión de la competencia para obtener las mejores condiciones de suministro que facilite el traslado a tarifas del precio de generación.

El caso de Panamá ilustra bien las dificultades de este proceso. Allí, la tarea del diseño de las normas y procedimientos de licitación para la contratación del suministro de energía por parte de las distribuidoras enfrentó dificultades en el periodo 2004 a 2007, pues las normas permitieron a las distribuidoras un buen margen de discrecionalidad en su aplicación y las empresas establecieron condiciones que restringen la competencia y desestimulan el ingreso de nuevos inversionistas, tales como plazos cortos para iniciar el suministro de energía, normas que

penalizan contratos de duración de más de cuatro años, aplicación de multas o penalizaciones muy onerosas por incumplimiento, ajustes unilaterales en la cantidad de energía contratada, no permitir indexación de los precios de energía, y aplicación de precios tope de energía poco realistas. Como resultado, varias de las licitaciones se declararon desiertas y la falta de nuevas inversiones en generación comprometió la seguridad de suministro, y aumentó el porcentaje de energía comprada en el mercado ocasional y la volatilidad del precio de generación, lo cual dificultó su traslado a tarifas. Adicionalmente, el mecanismo de concesiones y licencias permitió que desarrolladores de proyectos, sin mayor experiencia ni capital, acapararan y especularan con las licencias para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en los mejores sitios y se convirtieran en una barrera para el desarrollo de los mismos.

Aun cuando se corrigieron las deficiencias en las normas de contratación, y en 2008 se adjudicó con éxito una licitación para el suministro de aproximadamente 350 MW durante diez años, el gobierno concluyó que un proceso descentralizado de contratación de energía a cargo de las empresas distribuidoras y de libertad de ofertar por parte de los generadores no garantizaba la seguridad de suministro, y se aprobó la Ley 57 de 2009 que restableció la función de comprador único por parte de la empresa de transmisión e instituyó la obligación de los generadores de ofertar su generación disponible en los procesos de licitación que adelante el comprador único.

En el 2011 la mayoría de los países ya habían implementado la disposición sobre la obligación a contratar utilizando mecanismos de libre competencia. Ya no se discute si esta disposición es necesaria, sino más bien cuáles son las mejores prácticas para promover la compra eficiente y transparente de energía, introducir competencia por el mercado, obtener las mejores condiciones de suministro para el usuario final y establecer un portafolio de contratos que mitigue el riesgo de precio y volumen en el suministro de energía. Ya se cuenta con una experiencia de varios años en la implementación de este mecanismo en los países de la región y los resultados han sido evaluados en varios informes.⁷

⁷ Maurer, Luiz *et al.* *Electricity Auctions: an Overview of Efficient Practices*. World Bank. 2011.
Moreno, Rodrigo *et al.* *Auctioning Adequacy in South America through Long-term Contracts and Options*. 2008.
Moreno, Rodrigo *et al.* *Lessons from 5 Years of Experience in Energy Contracts Auctions in South America*. 2010.
SYSTEP. *Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica*. 2011.
Barroso *et al.* *Seis años de leilões de energia nova no Brasil*. 2011.
CHILE - Informe Comisión Asesora para el desarrollo eléctrico al señor Presidente de Chile. Noviembre de 2011.

En general, se reconoce que las subasta pública⁸ es un mecanismo eficiente de libre concurrencia para contratar el suministro de energía eléctrica, muy superior a la negociación bilateral, concursos con listas cortas y otros mecanismos de compra directa que no necesariamente son eficientes, ni sirven para descubrir el costo real de la energía y son más vulnerables a la corrupción. Los tipos de subasta que se han utilizado en forma más frecuente en la región son los de sobre cerrado (licitación pública), reloj descendiente e híbrida. La subasta de sobre cerrado es el tipo más utilizado para la compra de energía en la región desde la época de los PPA, y se sigue utilizando en varios países como un mecanismo de compra efectivo en el caso en que la competencia es limitada. Sin embargo, varios países como Brasil y Colombia optaron por la subasta de reloj descendiente, la cual ha demostrado que es un mecanismo más efectivo para descubrir el precio de energía, promover un comportamiento más agresivo en la oferta de precios y conseguir las mejores condiciones de suministro en un ambiente competitivo. La subasta híbrida combina los dos mecanismos de subasta de reloj descendiente y sobre cerrado para aprovechar los mejores atributos de ambos. Sin embargo, los informes de evaluación concluyen que no existe una solución única y superior aplicable a todos los casos. El diseño de subastas para la compra de energía aún está en el proceso de aprendizaje y debe responder a las condiciones particulares del mercado eléctrico en cada país.

En el mercado mayorista de electricidad de Brasil los distribuidores cumplen con la obligación de contratar el suministro de energía para atender la demanda proyectada de los clientes regulados, por medio de subastas de energía administradas en forma centralizada por el gobierno. Los distribuidores son responsables de estimar la demanda proyectada y firmar los contratos de suministro con los generadores seleccionados en las subastas. Los contratos de suministro son contratos financieros pero deben estar respaldados por certificados de energía firme otorgados por el regulador a cada planta de generación.

Se realizan subastas separadas para contratar el suministro de plantas existentes (contratos de corto plazo) y plantas nuevas (contratos de largo plazo, hasta 30 años). Para las plantas nuevas se hacen dos subastas anuales para el suministro de energía a partir del tercer año (A-3) y a partir del quinto año (A-5), lo cual permite la participación de nuevas plantas con

⁸ Se entiende por subasta a un proceso de selección competitivo para la compra de bienes y servicios en que se adjudica el suministro al oferente(s) calificado(s) que presente(n) la oferta de menor precio evaluado.

diferentes periodos de construcción. Se subastan dos tipos de contratos: contratos de energía, que estipulan la cantidad y precio de la energía a entregar en el futuro, y contratos de disponibilidad, que estipulan la capacidad firme contratada y un cargo fijo mensual por la capacidad contratada, y el comprador remunera en forma separada los costos variables de generación, de acuerdo a la energía entregada en el despacho económico. Esta última modalidad se utiliza para plantas térmicas.

Para las subastas se utiliza un diseño híbrido que combina una subasta de reloj descendiente para la primera fase y una subasta de sobre cerrado para la segunda. Durante la primera fase los generadores ofrecen las cantidades que están dispuestos a entregar al precio definido por el administrador de la subasta. El precio de la subasta se reduce iterativamente siempre y cuando la oferta total a ese precio sea mayor a la demanda subastada. Cuando la oferta total es igual a la demanda, se aceptan las ofertas y se pasa a una segunda fase en que los generadores a los cuales se les aceptó la oferta presentan una oferta final en sobre cerrado con un precio tope igual al precio de cierre de la primera fase.

Todas las tecnologías compiten en las subastas regulares. Sin embargo, se realizan subastas especiales para el suministro de energía de tecnologías específicas, fuentes renovables no convencionales y grandes proyectos hidroeléctricos, con el fin de implementar los lineamientos de política energética del gobierno.

Entre 2005 y abril de 2010, Brasil había realizado 31 subastas y había adjudicado 57.000 MW en nuevos proyectos de generación, de los cuales 49% en proyectos hidroeléctricos, incluidos 17.500 MW en grandes proyectos en el Amazonas, 44% en plantas termoeléctricas y 8% en generación renovable con fuentes no convencionales.

En Colombia, el esquema de mercado que se adoptó en 2006 para garantizar la confiabilidad de suministro se basa en las Obligaciones de Energía Firme (OEF), las cuales son un compromiso de suministro de energía de los generadores, respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Se utiliza un mecanismo de subasta centralizada a cargo del administrador del mercado mayorista, para contratar el suministro de las OEF requeridas para cubrir la demanda proyectada. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración estable (cargo por confiabilidad)

durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por el regulador, denominado precio de escasez. Esto es, se contrata una opción de compra por determinada cantidad de energía con un precio de ejercicio igual al precio de escasez y se paga una prima igual al cargo por confiabilidad (en US\$/MWh).

La subasta para contratar el suministro de las OEF requeridas para cubrir la demanda proyectada se realiza regularmente, tres años antes del inicio del periodo de vigencia de la OEF, el cual puede ser hasta de 20 años. Se utiliza un procedimiento de subasta de reloj descendiente, en la que participan los generadores que hayan cumplido con todos los requisitos de precalificación. La subasta es un proceso iterativo de rondas sucesivas en que el subastador abre cada ronda con un precio inicial y anuncia el precio mínimo al cual la cerrará. Entre esos dos precios los participantes de la subasta entregan sus curvas de oferta de energía firme. Con base en las ofertas recibidas, el administrador del mercado calcula una curva de oferta agregada, la compara con la curva de demanda, y comunica al subastador el exceso de oferta que resultó al precio de cierre. En la siguiente ronda el subastador anuncia un nuevo precio mínimo inferior al precio de cierre de la ronda anterior. Los oferentes entregan su nueva curva de oferta, sujeta a la condición de que sólo pueden mantener o reducir la cantidad de energía ofertada en la ronda anterior a medida que el precio desciende. Las rondas continúan hasta que el exceso de oferta sea mínimo y el precio que resulta de la igualdad entre la oferta y la demanda es el precio de cierre de la subasta (cargo por confiabilidad), al cual se remunerarán todas las ofertas aceptadas. Las plantas de generación existentes con capacidad para respaldar OEF reciben el cargo por confiabilidad por una vigencia de un año.

Los proyectos de generación con un periodo de construcción superior a los tres años pueden participar en una subasta de sobre cerrado con un precio tope igual al precio de cierre de la última subasta de reloj descendiente.

Entre 2008 y 2012 Colombia había realizado dos subastas y dos licitaciones de sobre cerrado para asignar OEF a 16 nuevos proyectos de generación con una capacidad de 4.436 MW, de la cual 80% en proyectos hidroeléctricos.

Chile y Perú establecieron esquemas similares de subastas obligatorias en las que las empresas distribuidoras diseñan y administran las subastas requeridas para el suministro de la demanda regulada de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos en la regulación. Hay diferencias importantes: en el caso chileno, las regulaciones son bastante generales y las distribuidoras tienen un buen margen de discrecionalidad en el diseño de las subastas y de los contratos de suministro, mientras que en el caso peruano el regulador establece usualmente los lineamientos generales, el modelo de contratos y el precio tope que deben utilizar las distribuidoras en el diseño de los documentos de licitación y el proceso de evaluación y adjudicación de los contratos de suministro. En los dos países generalmente se utiliza la subasta de sobre cerrado.

Aun cuando en los dos países las subastas han sido efectivas para movilizar inversión en nuevos proyectos, han enfrentado dificultades. En el caso de Perú, la mayoría de las licitaciones realizadas en el periodo inicial del 2006 al 2008 se adjudicaron parcialmente o se declararon desiertas, pues los precios ofertados superaban al precio tope. Sin embargo, a partir de 2009 las licitaciones de largo plazo se han adjudicado con éxito. En el caso chileno, evaluaciones del proceso de licitaciones observan un aumento del precio de energía en las últimas licitaciones, aparentemente relacionado con la falta de competencia. Se considera que las empresas distribuidoras han aplicado bases de licitación que restringen la competencia y no aseguran los menores precios de energía, como plazos muy cortos para el inicio del suministro y procedimientos de evaluación de ofertas que no consideran las fórmulas de indexación del precio de energía. Se ha sugerido que se debería establecer el requisito de hacer licitaciones conjuntas de las distribuidoras con contratos estandarizados.⁹

En Guatemala la tendencia es a realizar licitaciones conjuntas de las empresas de distribución con una fuerte coordinación y orientación por parte del ente regulador. Los Acuerdos Gubernativos 68 y 69 de 2007, establecieron normas para la preparación del Plan de Expansión Indicativo de Generación y para el proceso de licitación de compra de energía de las distribuidoras y asignaron una función importante al ente regulador en el proceso de planificación y contratación; éste participa en la evaluación de las necesidades de contratación de energía y define los criterios y normas para la preparación de los documentos de cada licitación,

⁹ Chile-Informe Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), noviembre de 2011.

teniendo en cuenta las necesidades de energía de las distribuidoras y el Plan de Expansión indicativo. La licitación más reciente¹⁰ tiene como objeto la compra conjunta de las distribuidoras de hasta 800 MW de potencia con la energía asociada y establece límites de participación de la energía no renovable y de la energía importada.

Las principales lecciones aprendidas de la experiencia en la región, de la aplicación de las subastas obligatorias para contratar el suministro de energía, son:

- a) La efectividad de una subasta depende del grado de competencia que se pueda introducir.
- b) Para poder introducir competencia en las subastas es muy importante el desarrollo de un mercado con muchos compradores y vendedores que sean solventes financieramente, y que operen bajo un marco regulatorio que aplique tarifas que cubran costos eficientes de suministro y estimule la disciplina de pago.
- c) Para promover competencia y lograr mejores condiciones de suministro, es más efectivo, en general, que las normas y procedimientos utilizados en las subastas eliminen restricciones y barreras para la participación de nuevos oferentes, que tratar de sofisticar el cálculo de precios de energía tope o de referencia utilizados en el proceso de evaluación y adjudicación de las licitaciones.
- d) La transparencia, imparcialidad y estabilidad en las reglas de juego y en la administración de las subastas son indispensables para atraer la participación de inversionistas calificados.
- e) Hay decisiones clave en el diseño de las normas y procedimientos de las subastas que es necesario analizar con cuidado, de acuerdo a las condiciones del mercado y las políticas energéticas de cada país: realizar subastas conjuntas o separadas para la generación existente y para la nueva generación; centralización o descentralización del manejo de las subastas; realizar subastas neutras a la tecnología de generación o subastas dirigidas a una tecnología específica; definir los productos que se subastan; definir la frecuencia, la cantidad de energía y la duración de los contratos a subastar, de tal forma que las subastas permitan el desarrollo de un portafolio de contratos que sirva como instrumento para manejar el riesgo de precio y volumen de energía.

¹⁰ Licitación PEG-1-2010.

3. Los mecanismos centralizados para la expansión de la transmisión

La regulación de la operación, expansión y remuneración de la red nacional de transmisión ha sido motivo de preocupación en los países de la región, dadas las marcadas características de monopolio natural de la actividad de transmisión, lo cual exige una fuerte regulación, y la importancia del desarrollo de una red troncal de transmisión suficiente para permitir la ampliación de la oferta, el uso económico de los recursos de generación, la operación confiable del sistema interconectado y el funcionamiento de un mercado competitivo de energía. En general, los países de la región que implementaron un modelo de mercado han adoptado soluciones regulatorias avanzadas al problema de asignación económica de los costos de inversión y operación de la red entre sus usuarios, estableciendo cargos por el acceso y uso de la red y peajes de transmisión. Todos los países asignaron la responsabilidad por la operación coordinada y el despacho a una entidad central, en ocasiones dependiente de la empresa de transmisión.

En cuanto a la expansión de la red troncal de transmisión, algunos países como Argentina y Chile, que adoptaron el esquema de precios nodales de energía, establecieron inicialmente mecanismos descentralizados en los que el refuerzo y ampliación de la red se dejaba a la iniciativa de los agentes del mercado, que tienen la información para identificar los cuellos de botella y las obras requeridas, evaluar los beneficios económicos de estas obras, y someter a consideración del regulador las ampliaciones requeridas, el cual evalúa las propuestas y autoriza las obras. Sin embargo, para mediados de la década de los años 2000 ya era evidente que este esquema descentralizado no garantizaba una ampliación oportuna y eficiente de la red de transmisión.

Actualmente todos los países de la región han optado por esquemas centralizados de planificación de la expansión de la red nacional de transmisión y de la contratación de las ampliaciones requeridas. Sin embargo, hay diferencias importantes en el grado de centralización para la construcción y operación de las obras de ampliación. En varios países existe una empresa única que es responsable de la operación, mantenimiento y ampliación de la red nacional de transporte y de la operación del sistema interconectado y es regulada como un monopolio. En los demás países, se centralizan las actividades de planificación, operación del sistema y

contratación de nuevas obras, pero hay múltiples empresas que construyen y operan líneas de transmisión y subestaciones.

a) Monopolio de la actividad de transmisión

Generalmente los países que mantuvieron los monopolios estatales de hecho o derecho asignan la actividad de transmisión a la empresa integrada verticalmente o dominante del sector, como en el caso de Uruguay, Paraguay, Venezuela, Costa Rica y Honduras. En algunos casos, como Honduras y Uruguay, el monopolio puede contratar la construcción de obras específicas de transmisión bajo esquemas BOT en los que un privado financia, construye y opera la obra pero la devuelve a la empresa estatal al término del contrato. Honduras está considerando esta opción para ejecutar un paquete de obras de transmisión prioritarias que la empresa estatal no ha podido ejecutar por falta de recursos.

Hay países que adoptaron un modelo de mercado pero que decidieron mantener una empresa estatal responsable por la actividad de transmisión por razones estratégicas, o que después de varios años introdujeron reformas para establecer este esquema. Panamá, Nicaragua y Ecuador asignaron la actividad de transmisión en forma exclusiva a una empresa de transmisión estatal. En El Salvador, la Ley General de Electricidad establecía que la expansión de la red de transmisión se hacía por parte de los operadores o los interesados en eliminar restricciones o cuellos de botella en la red de transmisión, excepto por obras de beneficio común identificadas y propuestas por el operador del sistema interconectado. En el año 2003, como parte de las reformas al modelo de mercado ya mencionadas, se estableció un esquema de planificación centralizada de la expansión de la red de transmisión y se asignó a la empresa de transmisión estatal ETESAL la responsabilidad de la planificación de la expansión, la construcción de ampliaciones y el mantenimiento de la red de transmisión, sujetos a la aprobación por parte del regulador del plan de expansión, de los programas de inversión quinquenales y del ingreso autorizado. Los agentes del mercado pueden construir y operar líneas para la interconexión de centrales generadoras a la red troncal de transmisión.

b) Múltiples empresas de transmisión

Brasil, Chile, Colombia, Guatemala y Perú son ejemplos de esquemas centralizados de planificación y contratación de la expansión de la red troncal de transmisión, pero donde operan o pueden operar múltiples empresas de transmisión.

En **Brasil**, las instalaciones de transmisión se clasifican en: i) la red básica con un voltaje superior a 220 kW, ii) la red frontera que incluye las instalaciones de transformación que alimentan las redes de distribución, y iii) las redes de refuerzo, que incluyen instalaciones de uso exclusivo o compartido de generadores o grandes consumidores.

La Empresa de Estudios Energéticos (EPE) hace los estudios necesarios para la preparación de los planes de expansión de generación y transmisión de energía eléctrica a largo, mediano y corto plazo. La EPE realiza los estudios de transmisión con el apoyo de las empresas del sector a través de grupos de estudios de transmisión regionales y prepara regularmente un programa de expansión de transmisión quinquenal (PET), que resume el programa de obras de transmisión y las inversiones requeridas para garantizar el suministro de energía a los mercados y los intercambios de energía entre regiones.

Con base en el PET, el ente regulador se encarga del proceso de subasta para adjudicar contratos de concesión del servicio de transmisión por 30 años para las instalaciones requeridas de la red básica. El ganador de la subasta es el participante calificado que requiera la remuneración anual más baja durante el periodo de la concesión. El nuevo concesionario firma un contrato de prestación de servicios de transmisión con el operador del sistema, el cual establece los requisitos de coordinación de la operación y mantenimiento de las obras de transmisión con él, y lo autoriza para cobrar y recaudar los cargos por el uso de la red de transmisión.

Los contratos de concesión de transmisión tienen como moneda de referencia el real y definen revisiones de la remuneración cada cuatro años y reajustes tarifarios anuales, de acuerdo a los índices de inflación. El esquema de subastas ha funcionado por muchos años y asegurado la expansión de la red básica.

En Chile la Ley corta de 2005 estableció un nuevo esquema centralizado y multilateral de planificación de la expansión del sistema troncal de transmisión y la contratación de las nuevas

obras de expansión. Cada cuatro años se contrata con un consultor independiente la preparación de un Estudio de Transmisión Troncal, supervisado por los agentes del mercado, que define las ampliaciones y expansiones de transmisión requeridas bajo diferentes escenarios de expansión de la generación. El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo revisa anualmente las bases y supuestos del estudio y propone al regulador un programa de las obras de transmisión que deben iniciar construcción en los próximos doce meses. El ente regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), formaliza el programa de obras.

Las obras de ampliación de las instalaciones existentes deben ser ejecutadas obligatoriamente por sus propietarios, mientras que la ejecución y operación de las nuevas obras deben ser contratadas por los CDEC utilizando procedimientos de licitación pública internacional de acuerdo a las bases de licitación preparadas por el regulador. Las licitaciones son adjudicadas a las empresas que ofrezcan hacerlas por la menor remuneración anual, la cual se aplica por un periodo de 20 años, sujeta a una fórmula de indexación. Los propietarios de las instalaciones existentes deben aplicar procedimientos regulados de licitación de obra para desarrollar las ampliaciones.

El nuevo esquema de planificación y de contratación está funcionando pero ha enfrentado dificultades debido a atrasos en la contratación y ejecución de proyectos de obras nuevas y de las ampliaciones. En los últimos dos años el sistema troncal ha tenido restricciones de transporte que ocasionan congestión en la red y aumentos en los costos de operación. Se ha sugerido la necesidad de fortalecer a los CDEC para que asuman una función más permanente de planificación de la expansión de la transmisión.¹¹

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad estatal encargada de elaborar periódicamente el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión, el cual tiene como objetivo definir las obras de transmisión requeridas a corto, mediano y largo plazos para atender la demanda en forma económica y confiable. La versión preliminar del plan se somete a los comentarios de los agentes y a la consideración de un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, y finalmente es aprobado y adoptado formalmente por el Ministerio de Minas y Energía (MME).

¹¹ Informe Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, noviembre de 2011.

Las obras pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional de un voltaje igual o superior a 220 kV son ejecutadas y operadas por inversionistas seleccionados mediante un mecanismo de convocatoria pública administrado por UPME, de acuerdo a las normas y procedimientos de licitación establecidos por el regulador. Para la adjudicación se utiliza como criterio de selección el valor presente del ingreso anual esperado durante un periodo de 25 años. El ganador se registra ante la CREG como una empresa de transmisión, responsable del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del activo de transmisión y tiene el derecho de recibir el ingreso anual ofertado durante el periodo de 25 años, sujeto a una fórmula de indexación. Una vez cumplido ese plazo, la remuneración se establece de acuerdo con las regulaciones aplicables a activos existentes.

Este procedimiento se ha utilizado desde 1999 para ejecutar las ampliaciones del sistema de transmisión nacional.

En Guatemala se establecieron, en 2007, procedimientos centralizados de planificación de la expansión y contratación de las obras de transmisión. El regulador es responsable de elaborar periódicamente el Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET) y determinar las obras que forman parte del sistema principal de transporte, las cuales se contratan utilizando procedimientos de libre competencia. El regulador prepara las bases de licitaciones y las somete a aprobación del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y se encarga de hacer la licitación para contratar el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de las obras de transmisión. El MEM adjudica la licitación a la empresa que ofrezca el menor canon anual por la prestación del servicio de transporte durante un periodo de 15 años, sujeto a que el regulador verifique que el valor del canon anual es razonable y se pueda trasladar a la tarifa. El ganador se registra ante el regulador como una empresa de transporte y tiene el derecho de recibir el canon anual durante el periodo inicial de amortización de 15 años, y recibir después el peaje que corresponda como obra existente.

El regulador elaboró el PET 2008-2028 y realizó la primera licitación para la adjudicación de seis lotes de líneas de transmisión por una longitud total de 845 km y subestaciones asociadas, utilizando un procedimiento de precalificación técnica y de subasta en rondas sucesivas para la adjudicación de los seis lotes. La licitación se adjudicó exitosamente a comienzos de 2010 a una empresa de transmisión extranjera.

En Perú, la ley que reformó el modelo de mercado en 2006 estableció un procedimiento centralizado de planificación de la expansión de transmisión y contratación de las obras que hacen parte del sistema troncal de transporte (llamado Sistema Garantizado de Transmisión). El operador del sistema es responsable de actualizar cada dos años un Plan de Transmisión que se somete a la consideración y aprobación del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), previo concepto del regulador y socialización del plan en audiencias públicas. Una vez aprobado por MINEM, el plan tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia. MINEM es responsable por llevar a cabo los procesos de licitación para adjudicar los contratos de concesión para la ejecución, operación y explotación de las obras de transmisión que forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión, pero ha encargado la ejecución de estos procesos a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión).¹²

Proinversión adjudica los proyectos por medio de licitaciones públicas internacionales con base en el menor costo de inversión propuesto por empresas calificadas, sujeto a un presupuesto de referencia, el cual se remunera durante el periodo de la concesión de máximo 30 años, con un ingreso anual calculado de acuerdo a metodologías bien establecidas. Una vez vencido el plazo de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno. En general, el esquema ha sido exitoso y Proinversión ha podido adjudicar varios proyectos con descuentos sustanciales respecto a lo presupuestado. En caso de obras de refuerzo de líneas existentes, el titular de la concesión de transmisión tiene la preferencia para ejecutarlas directamente. Actualmente todas las empresas de transmisión son privadas y la inversión promedio anual en obras de transmisión en el periodo 2009-2011 fue de aproximadamente US\$280 millones.

B. La diversificación de las fuentes de energía

La idea principal de la diversificación de las fuentes de energía es desarrollar un portafolio de plantas de generación y de fuentes de suministro que permita manejar en forma eficiente el riesgo de precio y volumen en el suministro de energía. Los países centroamericanos dependientes de generación termoeléctrica con derivados de petróleo han enfrentado muchas dificultades en el manejo del riesgo de precio de generación, debido a su vulnerabilidad a la

¹² Agencia estatal responsable de la venta de activos del Estado y la contratación de obras de infraestructura bajo el esquema de concesiones establecido por la ley. No está sometida a las normas de contratación pública.

volatilidad y aumento de los precios de los derivados durante los últimos años. Los contratos de compra de energía y los mecanismos de trasladar a tarifas un promedio ponderado de los precios en el mercado de contratos y el mercado *spot* no han sido muy efectivos en evitar aumentos sustanciales en los precios de generación que se trasladan a tarifas y en general, los gobiernos de estos países han tratado de mitigar el costo político y social de los aumentos tarifarios interviniendo el precio del mercado y estableciendo subsidios generalizados que se discuten más adelante.

En general, estos países adelantan una política de diversificación de las fuentes de generación, especialmente basada en el desarrollo de generación con energía renovable y de un mercado regional de energía con plantas de generación de escala regional, como el mecanismo más efectivo para estabilizar y reducir los precios de generación. La combinación de las fuentes renovables con un costo fijo muy alto pero una disponibilidad de producción muy variable en el tiempo con la generación térmica, con un costo variable muy alto pero una disponibilidad de producción muy estable, permiten mitigar el riesgo de precio y volumen. Igualmente, la combinación de diversas fuentes de generación de varios países ayuda a estabilizar los precios y mejorar la confiabilidad de suministro.

Los países dependientes de generación hidroeléctrica como Brasil, Costa Rica, Colombia, Perú y Chile han enfrentado dificultades en el manejo del riesgo de volumen en eventos extremos de sequía, lo cual ha llevado a la ejecución de planes de emergencia costosos y eventualmente, a racionamiento de energía. En general, han adoptado los mecanismos ya discutidos de contratación obligatoria del suministro de energía y regulaciones para certificar que los contratos de suministro estén respaldados con una capacidad suficiente de generación de energía firme. Adicionalmente, estos países reconocen la importancia de contar con un respaldo de generación termoeléctrica para afirmar la generación hidroeléctrica durante periodos de estiaje, y en los últimos años reconocen también la contribución de la energía renovable no convencional a la mejora de la seguridad de suministro.

En el caso de países como Chile, que tienen una base importante de generación termoeléctrica con turbinas a gas y enfrentaron dificultades por la disminución sustancial en el suministro de gas natural importado o limitaciones en la producción nacional, han optado por diversificar las fuentes de energía con la importación de gas natural licuado.

En esta sección se discuten los principales mecanismos de diversificación de fuentes de energía utilizados en la región en los últimos años: los incentivos para el desarrollo de energía renovable, las interconexiones internacionales y la importación del gas natural licuado.

1. Incentivos para el desarrollo de energía renovable

El desarrollo de generación con energías renovables no convencionales, ERNC (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas y solar) se ha convertido en una prioridad para la mayoría de los países de la región, que cuenta con un potencial importante de estas fuentes de energía, pues contribuye a diversificar la matriz energética, lo cual ayuda a aumentar la seguridad de suministro y a estabilizar los precios de energía generada, y al desarrollo de energía limpia para reducir el impacto sobre el cambio climático. Además, con el desarrollo tecnológico de estas fuentes de generación y el aumento de los costos de generación con fuentes convencionales, estas tecnologías son cada vez más competitivas y es más fácil remover las barreras para su desarrollo.

La mayoría de los países ha establecido incentivos y disposiciones especiales para promover el desarrollo de estas fuentes. Además de los incentivos fiscales para la preparación, construcción y operación de este tipo de proyectos (principalmente exención de impuestos de importación de bienes y servicios y exención temporal del impuesto de renta), los países han promovido el desarrollo de estas fuentes por medio de esquemas de tarifas reguladas de compra de energía para el servicio público (feed-in tariff), sistemas de cuotas de participación y últimamente, subastas dirigidas de compra de energía.

Brasil inició en 2002 su política de promoción de fuentes renovables con el programa PROINFA, básicamente un esquema en que la empresa estatal Eletrobras compraba energía a largo plazo a pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), y proyectos de generación a base de energía eólica y biomasa a precios de referencia para cada tipo de tecnología, con el fin de promover la instalación de 3.300 MW en estas fuentes de energía. No obstante que el programa cumplió con la meta¹³ y contribuyó al desarrollo de ERNC, se considera que la compra de energía a precios de referencia para cada tecnología no incentiva la competencia ni la eficiencia.

¹³ Eletrobras adjudicó contratos por 685 MW a biomasa, 1.423 a eólica y 1.191 MW a PCH.

En 2007 se complementa el programa PROINFA con un programa de descuentos en las tarifas de transmisión y distribución a los grandes consumidores que compren energía de fuentes ERNC. Finalmente, desde 2008 se adopta el esquema de subastas específicas por tecnología para contratar el suministro de energía a largo plazo de las cantidades de ERNC establecidos por el gobierno. Se reemplaza el esquema de precios de referencia establecidos administrativamente, por precios de mercado establecidos por la competencia en las subastas. Entre 2008 y 2010 se realizaron tres subastas para el desarrollo de aproximadamente 3.800 MW de generación eólica, 1.500 MW de biomasa y 132 MW en PCH. Se estima que entre 2003 y 2013 aumentaría en aproximadamente en 15.000 MW la capacidad instalada en generación ERNC.

Perú estableció en 2008 un esquema de cuotas para el desarrollo de ERNC.¹⁴ El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) establece cada cinco años metas de participación de ERNC (limitado a 5% de la demanda para el primer quinquenio) y de generación hidroeléctrica menor a 20 MW. El MINEM realiza periódicamente subastas por tecnología para cumplir la cuota establecida y el regulador establece un precio de energía máximo por tecnología que solamente se revela si las ofertas recibidas por debajo de este precio no cumplen con la cuota. Los proyectos se remuneran por las ventas de energía en el mercado ocasional al costo marginal del sistema más el pago de una prima para cubrir la diferencia entre el precio de energía adjudicado y el costo marginal. Entre el 2009 y 2011 se adjudicó en dos subastas una capacidad de aproximadamente 640 MW en proyectos eólicos, biomasa, solar y PCH.

Las subastas de compra de energía en Chile inicialmente no discriminaban por tecnología, pero a partir de 2008 se estableció un sistema de cuotas para el desarrollo de ERNC.¹⁵ Las empresas de distribución están obligadas a cumplir metas de participación de ERNC en las compras totales de energía (5% en 2014 y 10% en 2024) y están sujetas a multas en caso de incumplimiento. Se estima que cumplirán con facilidad con la meta establecida para el 2014.

México ha establecido un sistema mixto de incentivos y cuotas de participación de energía renovable. Las normas actuales permiten a los grandes consumidores comerciales e industriales desarrollar proyectos de generación renovable destinados al autoabastecimiento (en

¹⁴ Ley de promoción inversión en generación eléctrica con el uso de energía renovable, Decreto legislativo 1002 de 2008.

¹⁵ Ley para el desarrollo de energía renovable no convencional. Ley 20.257 de 2008.

un solo sitio) u abastecimiento remoto (demanda agregada en diferentes sitios), utilizando las redes de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Como las tarifas reguladas para estos clientes son bastante altas, hay un gran interés de su parte en el desarrollo de proyectos de generación renovable para atender parte de su demanda y reducir los costos de compra de energía, especialmente el desarrollo de proyectos eólicos en el Istmo de Tehuantepec, una zona con condiciones excepcionales para el aprovechamiento de la energía eólica. Para remover el obstáculo de los altos costos de conexión a la red de transmisión, el regulador ha establecido el sistema de temporada abierta, por medio del cual se identifican las necesidades de inversión en transmisión necesarias para evacuar la energía generada en posibles desarrollos de generación eólica en una zona; los inversionistas interesados en proyectos en la zona pueden reservar capacidad de transmisión y se establecen los compromisos necesarios por parte de CFE y los particulares. Ya se ha registrado una capacidad de aproximadamente 2.000 MW en proyectos eólicos en esa zona, de los cuales 1.500 MW son en proyectos privados de autoabastecimiento.

Adicionalmente, en 2008 se aprobó una Ley de promoción de energía renovable¹⁶, que establece un proceso ordenado de decisiones de inversión para proyectos de generación basados en energía renovable no convencional que se inicia con la preparación periódica por parte de la Secretaría de Energía (SENER) de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, el cual establece metas específicas de participación para las distintas tecnologías de las energías renovables en la generación de electricidad, de obligatorio cumplimiento por parte de las entidades del sector. Para el cumplimiento de estas metas se establece que la CFE llevará a cabo procesos de libre competencia para la compra de energía a generadores y cogeneradores eficientes, de acuerdo a las normas establecidas por el regulador. Para definir las metas de participación, SENER debe considerar el concepto de beneficios económicos netos de la generación renovable, incluyendo la evaluación del costo de las externalidades de los proyectos alternativos. El Programa Especial 2009-2012 establece una meta de participación de 7,6%.

En Argentina, la Ley 26190 de 2007 estableció la meta de atender el 8% de la demanda de electricidad con generación renovable en 2016. Basado en esa meta, el gobierno nacional lanzó en 2009 el programa Generación Renovable (GENREN) y le encargó a la nueva empresa

¹⁶ Ley para el Aprovechamiento de Energía Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) de 2008.

estatal Energía Argentina S.A. (ENARSA) adelantar las licitaciones de compra de energía para cumplir con la meta. ENARSA realizó una primera licitación para la compra de energía renovable con cuotas por tecnología y adjudicó en 2010 contratos de suministro por 15 años, de 754 MW de proyectos de generación eólica y 140 MW de otras tecnologías.

El Gobierno de Uruguay (GdU) ha establecido como lineamiento estratégico de su política energética la meta de tener instalada en 2015 una capacidad de 500 MW en generación con energía renovable no convencional (ERNC), y autóctona, de los cuales 300 MW con energía eólica, y ha encomendado a la empresa estatal UTE la tarea de contratar el suministro de energía de estos proyectos de acuerdo a las capacidades de generación y procedimientos de licitación que determina el GdU periódicamente por medio de decretos. En 2010 UTE adelantó y adjudicó una licitación para el suministro de 150 MW en generación eólica. Debido a los buenos resultados de la primera licitación, UTE adelanta actualmente una licitación para el desarrollo de varios proyectos de generación eólica, con una capacidad total de 450 MW, por medio de un esquema de arrendamiento (leasing operativo).

En Centroamérica, Costa Rica y Honduras establecieron desde los años 1990 un esquema de feed-in tariffs para promover el desarrollo de pequeños proyectos de generación con energía renovable. En Costa Rica, a comienzos de los noventas la ley estableció que los pequeños proyectos de generación renovable podían vender energía a la empresa estatal ICE hasta el 15% de la demanda nacional, a un precio de energía igual al costo evitado, de acuerdo a una metodología definida por el regulador. Aun cuando el esquema fue exitoso en movilizar inversión privada en pequeños proyectos¹⁷, la metodología de costo evitado fue eliminada en los 2000, debido a la percepción pública de que la metodología no era transparente y resultaba en precios de energía altos que favorecían al privado a costa de la empresa estatal. Actualmente el ICE contrata el suministro de energía de proyectos privados de generación renovable, principalmente centrales hidroeléctricas, eólicas y geotérmicas con una capacidad menor a 50 MW, bajo la modalidad de contratos a largo plazo BOT con un precio tope para cada tecnología, establecido por el regulador.

¹⁷ A finales de los noventas, aproximadamente 11% de la demanda se atendía con pequeños proyectos renovables de propiedad privada.

Honduras ha establecido, desde finales de los años 1990, varios esquemas para promover el desarrollo de generación con energía renovable por parte de inversionistas privados. Inicialmente, la ley estableció incentivos fiscales para la preparación, construcción y explotación de pequeños proyectos de generación renovable y la obligación de la empresa estatal ENEE de comprar la energía generada de estos proyectos, bajo un contrato de largo plazo a un precio igual al costo marginal de generación proyectado a mediano plazo, más un incentivo de 10%. Posteriormente, el Decreto 70-2007, “Ley de promoción a la generación de energía eléctrica con energía renovable”, consolida la legislación existente sobre el tema, amplía el alcance de los incentivos fiscales y permite que ENEE contrate el suministro de estos proyectos utilizando procedimientos de libre competencia. Adicionalmente, a finales de 2011 Honduras fue uno de los primeros países de ALC que logró la aprobación del Plan de Inversiones del país bajo el Programa de Aumento de Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (SREP) financiado por el Fondo Estratégico sobre el Clima (SCF). Como resultado de estos programas, en 2011 había una capacidad instalada de aproximadamente 150 MW en pequeños proyectos PCH y cogeneración con bagazo de caña, y 100 MW en un proyecto eólico; y ENEE tenía contratado con inversionistas privados el suministro de energía de aproximadamente 700 MW en proyectos renovables pequeños y medianos, principalmente generación hidroeléctrica.

En Panamá, la Ley 44 de 2011 para el fomento de generación eólica para servicio público, estableció incentivos especiales para el desarrollo de esta tecnología: el mandato para que la empresa estatal ETESA, actuando como comprador único de energía para las empresas distribuidoras, realice licitaciones para la compra de energía generada exclusivamente de centrales eólicas hasta por 15 años, sujeto al límite de 5% de la demanda nacional, y la extensión a la generación eólica, independientemente de su capacidad, de los incentivos fiscales existentes para la promoción de pequeños proyectos de energía renovable. Como resultado de la aplicación de esta ley, a finales de 2011 ETESA realizó la primera licitación para centrales eólicas y adjudicó a varios proyectos eólicos el suministro de una potencia promedio de 66 MW.

2. Las interconexiones eléctricas entre países

Las interconexiones eléctricas entre países y el desarrollo eventual de mercados eléctricos subregionales en América Latina son una opción atractiva para mejorar las condiciones de suministro de energía pues permiten reducir los costos, diversificar las fuentes, aumentar la

confiabilidad y estabilizar los precios de suministro. La región cumple con los requisitos básicos para viabilizar una mayor integración: existe complementariedad entre países y subregiones de la oferta y la demanda energética; hay beneficios económicos claramente identificados, que resultan de la optimización del uso de los recursos, del desarrollo de proyectos de escala regional, y de compartir la reserva de generación para afrontar situaciones de crisis; y la región tiene experiencia y capacidad técnica para la operación y regulación de mercados mayoristas.¹⁸

América Latina ha avanzado en la integración eléctrica, inicialmente durante el periodo 1979 a 1994 con el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos binacionales en el Cono Sur, luego con el desarrollo de interconexiones binacionales para aprovechar oportunidades de exportación e importación de energía y optimización de la explotación de los recursos de generación, y recientemente con la puesta en operación del proyecto SIEPAC que permitiría la integración eléctrica de Centroamérica. Sin embargo, por diferentes razones, las transacciones de energía en algunas interconexiones binacionales se han reducido en los últimos años y el proceso de puesta en funcionamiento de nuevas interconexiones regionales ha sido más difícil de lo previsto, lo cual ilustra los retos que enfrenta el proceso de integración eléctrica en la región.

El caso del proyecto Interconexión eléctrica Brasil-Argentina por medio de las estaciones de conversión Garabí I y II, con una capacidad de transferencia de 2.000 MW, de propiedad de la compañía CIEN, ilustra bien los riesgos de fallas o incumplimiento en los contratos de suministro de energía. El plan de negocio de la empresa se basaba en contratos de suministro de electricidad de Argentina a Brasil, que aprovechaban la competitividad en el mercado mayorista Brasileño de la generación termoeléctrica a gas en Argentina. Sin embargo, debido a las restricciones en el suministro de gas en Argentina, el suministro de electricidad a Brasil por el proyecto CIEN fue restringido y dejó de ser una fuente confiable para el sistema brasileño. En 2006 el regulador de Brasil determinó, con razón, que el proyecto CIEN no aportaba energía firme y por tanto no podía tener contratos firmes de suministro. A partir de 2007 el modelo de negocio del proyecto CIEN cambió para aprovechar la posibilidad de intercambios de energía estacionales que son posibles debido a que la restricción de suministro de gas en Argentina ocurre en el periodo de invierno y que las plantas hidroeléctricas en Brasil tienen capacidad de

¹⁸ Véase "Proyecto CIEN Fase II, Informe final, 2011", el cual analiza la factibilidad de proyectos concretos de integración eléctrica a nivel subregional.

regulación, lo cual permite entregar energía a Argentina en el periodo de invierno que Argentina “devuelve” en los otros periodos en que no hay restricciones de suministro de gas.

La interconexión Colombia-Ecuador ilustra las dificultades que se presentan sobre la forma de compartir los beneficios de la interconexión. En 2003 se iniciaron las transacciones de energía entre los dos países por la línea de interconexión a 230 kV con una capacidad de 250 MW, con base en los lineamientos establecidos en la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina. En el periodo 2004-2007, las rentas de congestión eran muy importantes debido al alto diferencial entre los costos marginales de generación en los dos países, con costos altos en Ecuador debido a un balance estrecho entre oferta y demanda, y a la capacidad limitada de la línea de interconexión. Aun cuando las importaciones de energía en el periodo 2004-2006 fueron muy importantes (200 MW promedio) y ayudaron a mitigar el impacto de la falta de reserva de generación en Ecuador, Colombia se benefició con la mayor parte de las rentas de congestión. En 2008 se aumentó la capacidad de transferencia a 500 MW y comenzó a funcionar un segundo circuito. En 2009 se suspende transitoriamente la aplicación de la Decisión 536 y se establece un régimen transitorio según el cual las rentas de congestión se reparten por partes iguales. Sin embargo, el nivel de intercambios se reduce en más de 50% debido a las restricciones de suministro de gas natural para generación eléctrica en Colombia y, posteriormente, a la falta de acuerdo sobre la aplicación del régimen transitorio.

El desarrollo del sistema de interconexión eléctrica de los países centroamericanos (proyecto SIEPAC) muestra la complejidad del proceso de implementación de un mercado regional de electricidad. El estudio de factibilidad del proyecto se completó en 1997 y se inició la ejecución del proyecto. En 2012, 15 años después de iniciado el proceso, se espera que entre a operar la línea de interconexión y comience a funcionar el mercado eléctrico regional (MER) de acuerdo al reglamento aprobado desde 2005 (RMER). El diseño del MER reconoce la heterogeneidad de modelos de mercado y de marcos regulatorios existentes en los países de la región, y que no es necesario lograr una armonización completa para poner en funcionamiento el MER. El reglamento establece un modelo descentralizado en que el mercado regional es un séptimo mercado, que convive con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la red de transmisión regional y de las redes

nacionales. Sin embargo, el diseño del MER reconoce que la operación del mercado bajo una estructura descentralizada requiere una armonización mínima entre el ámbito regional y los nacionales: la coordinación regulatoria a cargo de un regulador regional (CRIE), con la participación de los seis reguladores nacionales, destinada a promover la convergencia regulatoria; la coordinación de la operación técnica y operativa de sistema interconectado dirigida por un operador regional (EOR) a través de un sistema jerárquico descentralizado con la participación de los seis operadores del sistema y del mercado nacionales; y la coordinación de las transacciones comerciales en el mercado regional también dirigida por el EOR.

Los estudios realizados muestran que la inversión en el proyecto SIEPAC sólo se puede recuperar si se logra una alta coordinación en la planificación de la expansión y operación del sistema interconectado, pues los beneficios relacionados con la operación coordinada por sí solos apenas cubren los costos de inversión y los relacionados con la coordinación en la planificación (desarrollo de plantas de escala regional y un mercado de contratos de suministro firme entre países) son sustancialmente más grandes que los ahorros por una operación coordinada.

Se tienen previstas dos etapas para el funcionamiento del MER: en la etapa inicial, a corto plazo, el MER comenzará a funcionar bajo un esquema de operación inicial en que se armonizan a nivel operativo las regulaciones nacionales con la regulación regional, de tal forma que sea posible realizar transacciones de energía con las limitaciones actuales en los sistemas de medición comercial y en los sistemas de transmisión nacionales. En esta primera etapa será posible coordinar la operación del sistema interconectado pero no se cumplen las condiciones suficientes para el desarrollo de un mercado regional que permita el desarrollo de un mercado de contratos firmes a largo plazo y de plantas de generación de escala regional, indispensables para obtener los beneficios de una mayor coordinación en la planificación de la expansión.

En la segunda etapa es necesario tomar medidas para eliminar obstáculos al desarrollo del mercado de contratos firmes y de las plantas regionales, entre otras:

- a) Eliminar cuellos de botella en las redes de transmisión nacional, que impiden lograr transacciones regionales de 300 MW.

- b) Establecer procedimientos para subastar los derechos de transmisión en la red regional a largo plazo, indispensables para respaldar los contratos de suministro a largo plazo entre países.
- c) Resolver el conflicto entre la prioridad de suministro de energía en situaciones de racionamiento que otorgan los contratos firmes regionales, condición necesaria para garantizar la confiabilidad de suministro al comprador, y la prioridad de suministro de la demanda doméstica que establecen algunas regulaciones nacionales.
- d) Lograr acuerdos entre países sobre la estandarización de normas y calendario de contratación de suministro de energía, de tal forma que se puedan contratar bloques más grandes de energía que faciliten el financiamiento de proyectos de escala regional.
- e) Superar los sesgos que existen en algunos países a nivel político y de la opinión pública contra la exportación de recursos naturales y la dependencia de energía importada para atender la demanda doméstica.
- f) Lograr avances para eliminar la falta de reciprocidad entre países en las condiciones de acceso al MER. Costa Rica y Honduras mantienen monopolios estatales integrados verticalmente, mientras que los demás países han establecido mercados relativamente competitivos; y
- g) Avanzar en la armonización regulatoria entre las interconexiones binacionales Guatemala-México y Panamá-Colombia con el MER.

El desarrollo del proyecto de interconexión Colombia-Panamá ha avanzado sustancialmente a partir de la firma, en agosto de 2008, del Acta de Intención entre los Presidentes, que fijó las bases para el desarrollo del proyecto como un proyecto a riesgo, a cargo de la Empresa de Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP), constituida por las empresas de transmisión ISA de Colombia y ETESA de Panamá. Los principales hitos de desarrollo del proyecto han sido los siguientes:

- a) Acuerdo ministerial de marzo de 2009, que define los principios y temas regulatorios a desarrollar.
- b) Acuerdo de reguladores CREG/ASEP de marzo de 2009, para el desarrollo coordinado de las modificaciones regulatorias requeridas en ambos países.
- c) Constitución de la empresa ICP en Panamá.

- d) Proceso de armonización regulatoria desde julio de 2009 hasta 2011.
- e) Acta ministerial de lineamientos de política para los intercambios de energía, febrero de 2010.
- f) Resolución CREG 055 de abril de 2011, que aprueba la regulación aplicable a los intercambios entre los países.
- g) Resolución ASEP AN- 4507 y 4508 de junio de 2011, que aprueba los criterios y procedimientos para realizar intercambios de energía y los criterios regulatorios para el diseño de la subasta de Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (derechos de transmisión).

La línea de interconexión en corriente directa, con una capacidad de 300 MW, tiene un presupuesto de inversión de aproximadamente US\$560 millones, que se propone financiar, 54% con deuda y 46% con aportes de capital. Para lograr el cierre financiero es necesario asegurar la venta de derechos de transmisión por una capacidad suficiente. Por tanto, el éxito de la subasta de derechos de transmisión es esencial para tomar la decisión de iniciar la construcción del proyecto. Aun cuando hay interés en la subasta por parte de generadores en Colombia que ven la oportunidad de ampliar su mercado con ventas de energía a Panamá y el MER centroamericano, los participantes en la subasta necesitan contar con el respaldo de contratos de suministro de largo plazo para presentar ofertas de compra de derechos de transmisión.

Para viabilizar la subasta, ETESA, ASEP e ICP llegaron a un acuerdo para coordinar los procesos de subasta de derechos de transmisión de ICP y de la licitación de compra de energía a largo plazo en Panamá, de tal forma que cualquier participante en la subasta tenga la oportunidad de participar simultáneamente en la licitación de compra de energía, con ofertas de compra de derechos condicionadas a que resulte favorecido en la licitación de suministro de energía, y ofertas de suministro de energía condicionadas a que obtenga los derechos de transmisión, y que se adjudiquen en forma coordinada la subasta y la licitación. La licitación en Panamá tiene el objeto de contratar el suministro de hasta 350 MW de potencia firme y energía asociada por 15 años a partir de enero de 2016, y permite ofertas de suministro desde Colombia hasta una potencia de 300 MW. De esta forma, los participantes en la subasta tienen la oportunidad de asegurar contratos de suministro a largo plazo por una capacidad igual a la capacidad de la línea

de ICP a partir de inicios del 2016, un plazo suficiente para que se complete la construcción de la línea de interconexión.

Se esperaba que la subasta y la licitación se hicieran a mediados del 2012, una vez estuvieran publicadas y en firme todas las normas y regulaciones para los intercambios de energía; sin embargo, ICP anunció el 21 de agosto de 2012 que aplazaba en forma indefinida la subasta de derechos de transmisión, pues no se alcanzaron algunas condiciones requeridas para garantizar la viabilidad del proyecto.

3. La importación de GNL

Varios países de la región han instalado terminales de regasificación para la importación de GNL, en general con el objetivo de diversificar las fuentes de suministro, mejorar la seguridad de suministro de energía y complementar la producción local de gas natural para abastecer la demanda doméstica. En la mayoría de los casos los proyectos fueron promovidos o apoyados por empresas estatales. La tabla 8 muestra las ocho terminales instaladas en la región a finales de 2011. Se observa lo siguiente:

- a) A excepción de la primera terminal, instalada en República Dominicana en 2003 por la empresa privada AES Andrés para suministrar gas natural a una planta de generación de ciclo combinado que tiene un contrato de suministro de energía, las demás terminales han sido promovidas por empresas estatales. En el caso de México, la planta de Altamira se desarrolló con un contrato de suministro de gas natural a largo plazo, para generación eléctrica con la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- b) Seis terminales han comenzado operaciones en los últimos cuatro años.
- c) El caso de Chile es ilustrativo, pues la importación de GNL fue impulsada por el gobierno chileno (a través de las empresas estatales ENAP y CODELCO), para atender la crisis de suministro de energía causada por la pérdida de disponibilidad de gas natural importado de Argentina y, más importante, como parte de una política clara de diversificación de las fuentes de suministro para garantizar la seguridad energética.

La importación de GNL se está considerando en varios países de la región como una opción para diversificar las fuentes de energía y, en otros casos, garantizar la confiabilidad de suministro de gas natural en el mercado doméstico. En El Salvador, inversionistas privados han

impulsado el proyecto de una planta de ciclo combinado de aproximadamente 500 MW que exportaría energía al MER, alimentada con gas natural desde una terminal de regasificación de GNL. La generación a gas natural es una opción interesante para la diversificación de la matriz energética en Centroamérica, pues se trata de un hidrocarburo más limpio con un precio menos volátil que el petróleo, especialmente ahora que los precios de gas natural en Estados Unidos han bajado por el auge de la explotación de gas natural de esquistos.

Colombia tiene dificultades para atender en forma confiable la demanda de gas natural, especialmente durante los periodos de El Niño, cuando la demanda de gas de las plantas de generación térmica puede aumentar en 250 millones de pie³/día hasta niveles de consumo que representan 25% de la demanda nacional. Actualmente el gobierno está estudiando la factibilidad de desarrollar dos terminales de regasificación, en la costa Atlántica y Pacífica, con una capacidad total de producción de gas natural de 18 Mm³/día.

Tabla 8. Terminales de regasificación de GNL en ALC

Terminales en operación en 2011					
País	Sitio	Capacidad de almacenamiento GNL	Capacidad nominal gas natural	Propietario	Año puesta en servicio
		m ³	Mm ³ /día		
Argentina	Bahía Blanca	151.000	14,0	YPF	2008
	Escobar	151.000	14,0	YPF, Enarsa	2011
Brasil	Bahía Guanabara	138.000	13,7	Petrobras	2009
	Pecem	129.000	6,8	Petrobras	2009
Chile	Mejillones	154.500	5,0	Gdf Suez/ Codelco	2010
	Quintero	334.000	10,0	BG/ Metrogas/ ENAP/ ENDESA	2009
México	Altamira	300.000	21,4	Vopak / Enagas	2006
Rep. Dominicana	Punta Caucedo	160.000	6,4	AES Andrés	2003

Fuente: The LNG Industry 2011, GIIGNL

C. Intervención y participación más activa del Estado

En general, en los últimos años todos los países de la región han tendido a fortalecer el control del Estado en la planificación y expansión del sistema eléctrico, a costa del uso de los mecanismos de mercado para asegurar una oferta suficiente y eficiente con precios de suministro de energía relativamente estables. La obligación a contratar, la centralización de los procesos de compra y el uso de licitaciones dirigidas para atender los lineamiento de política energética,

medidas adoptadas en varios países de la región (*ver* secciones anteriores), es un ejemplo de la tendencia hacia una mayor regulación y menor liberalización de los mercados mayoristas de electricidad. Sin embargo, en la mayoría de los casos mencionados se mantiene el sistema preexistente de mercados competitivos y participación privada, aun cuando la competencia se concentra en los procesos de contratación centralizados para el suministro de energía y en el mercado de grandes consumidores. En todos los casos el ente regulador y los de formulación de políticas y planificación juegan un papel cada vez más importante. Por otra parte, otros países han adoptado medidas más radicales de intervención de los mercados mayoristas y reformas del marco institucional y regulatorio que debilitan o desvirtúan el modelo de mercado adoptado inicialmente. En esta sección se discuten estos casos.

Se distinguen dos grupos de países: Los del primer grupo (Bolivia, Ecuador y Venezuela) han adoptado recientemente nuevas constituciones políticas con cambios radicales en la estructura, orientación y manejo del Estado, y han introducido reformas en el sector eléctrico consistentes con la nueva orientación de restablecer el rol protagónico y estratégico del Estado en el sector. En el segundo grupo, se incluyen países que por diferentes razones han intervenido en forma temporal o más permanente el funcionamiento de los mercados mayoristas desvirtuando el modelo de mercado adoptado inicialmente.

Bolivia reformó el sector eléctrico en 1994, con la reestructuración de la empresa estatal ENDE en empresas separadas y la capitalización de estas nuevas empresas por inversionistas privados, y la adopción de las demás medidas requeridas para reemplazar el modelo estatal por un modelo de mercado, el cual estuvo operando hasta el 2006. El nuevo gobierno, en su plan de desarrollo de 2006, decidió restablecer el rol protagónico y estratégico del Estado en el desarrollo del sector eléctrico e inició un proceso de contrarreforma de este sector:

- a) El Decreto Supremo 29664 de 2008 establece a ENDE como empresa *holding* estatal integrada verticalmente y monopolio de hecho.
- b) La nueva Constitución Política de 2009 responsabiliza al Estado por la provisión del servicio público de electricidad a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias.
- c) El D.S. 0071 reemplaza a la Superintendencia de Electricidad por una nueva autoridad reguladora dependiente del ministerio del ramo.

- d) Entre 2010 y 2012 se nacionaliza a favor de ENDE el paquete de acciones en manos privadas de las empresas de generación y la empresa de transmisión, que pertenecían al ENDE y que fueron capitalizadas por inversionistas privados durante la reforma de 1994.
- e) En 2007 se crea la empresa ENDE Andina entre ENDE y PDVSA de Venezuela, encargada del desarrollo de varios proyectos de generación termoeléctrica.

Sin embargo, las empresas eléctricas que siempre fueron privadas no han sido nacionalizadas y la Ley de electricidad promulgada en el 1994 sigue vigente. Es decir, las empresas de generación subsidiarias de ENDE siguen operando en un mercado mayorista, con un despacho basado en costos marginales, y sus actividades reguladas por un ente regulador. No obstante, el gobierno ha comenzado a intervenir los precios en el mercado mayorista con el fin de mitigar su impacto tarifario. El D.S. 29260 de 2007 cambia la metodología para el cálculo de la remuneración de la potencia, reduciéndola en alrededor del 20%. Adicionalmente, el D.S. 29599 de 2008 establece que el costo variable de las unidades de generación termoeléctrica de menor porte que operen con combustibles líquidos no se tendrá en cuenta para el cálculo del costo marginal del sistema.

Ecuador reformó el sector eléctrico en 1996 para adoptar un modelo de mercado con separación de funciones, segmentación horizontal y vertical de la industria, creación de un mercado mayorista y la posibilidad de la participación privada en todas las actividades. No obstante, la participación privada fue muy limitada y la mayoría de las empresas de distribución y generación y la empresa única de transmisión permanecieron de propiedad estatal por medio del Fondo de Solidaridad. En 2008, como parte de la visión de Estado promovida por el nuevo gobierno, la nueva constitución política estableció que el sector de energía es un sector estratégico de decisión y control exclusivo del Estado, el cual podrá delegar en forma excepcional a la iniciativa privada alguna de las actividades. Una ley posterior precisa que la participación privada se limita a los casos excepcionales cuando sea necesaria y adecuada para satisfacer el interés público, o cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por

empresas estatales. Finalmente, la regulación establece las condiciones para contratar la compra de energía a los proyectos delegados a la iniciativa privada.¹⁹

El Mandato N°. 15 de la Asamblea Constituyente de 2008 introduce cambios radicales en las regulaciones para determinar los precios de suministro de energía y para el funcionamiento del mercado mayorista: i) establece una tarifa única para las empresas de distribución, ii) elimina los costos marginales en el cálculo de los precios de generación; iii) elimina la componente de inversión en el cálculo del valor agregado de distribución y transmisión, y iv) establece que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución serán cubiertos por el Estado, a título de aportes de capital. Para aplicar el mandato constituyente, los generadores suscribieron contratos regulados para atender toda la demanda de los clientes regulados de las empresas distribuidoras, eliminando de esta forma las compras de las distribuidoras en el mercado ocasional.

En el 2009 se fusionaron las empresas estatales en dos grandes holdings: la Corporación Eléctrica de Ecuador, CELEC, agrupa a seis empresas generadoras y a la empresa de transmisión, y la Corporación Nacional de Electricidad, CNEC que agrupa a diez empresas de distribución. Sin embargo, actualmente se mantienen operando empresas de generación y autogeneradores privados que representan un porcentaje menor de la generación total.

Venezuela estableció en 1999 un marco regulatorio que abría la generación eléctrica a la competencia pero la reforma nunca se materializó y el sector continuó operando como un conjunto de monopolios regionales con la participación importante de la empresa privada Electricidad de Caracas. En 2007, el gobierno reorganizó el sector eléctrico en una sola empresa estatal integrada verticalmente con la creación de la Corporación Eléctrica Nacional, sociedad anónima estatal que agrupa todas las empresas estatales, y nacionalizó la empresa AES-Electricidad de Caracas con la compra por PDVSA de prácticamente todo el capital accionario en manos privadas.

¹⁹ Para el caso de proyectos de generación se permiten tres modalidades principales: i) las condiciones de compra de energía de los proyectos de generación incluidos en la planificación centralizada (Plan Maestro de Electrificación) que se deleguen a la iniciativa privada serán determinadas por medio de procesos públicos de selección sujetos a un precio tope establecido por el regulador; ii) las condiciones para la compra de energía de los proyectos elegibles no incluidos en el plan maestro y propuestos por iniciativa privada podrán ser negociadas sujetas al precio de referencia establecido por el regulador; iii) los proyectos de generación con energía renovable elegibles serán remunerados a los precios preferentes por tecnología establecidos por el regulador.

En el segundo grupo de países, se destacan los casos de Argentina y la intervención de los precios de energía en el mercado mayorista en algunos países centroamericanos.

Para hacer frente a la crisis económica de 2001, se aprobó en Argentina la Ley de Emergencia Económica de 2002 que, entre otras cosas, dispuso la congelación y pesificación de las tarifas de electricidad, lo cual ha terminado en desbalances sustanciales entre los costos de suministro, afectados por el aumento del precio de los combustibles, y los precios de generación que se trasladan a tarifas. Para manejar esta situación, el gobierno ha establecido subsidios directos del presupuesto nacional, ha intervenido los precios en el mercado de electricidad y ha adoptado mecanismos administrativos para asegurar la ampliación de la oferta requerida para atender el crecimiento de la demanda. Entre otras medidas, en 2003 la Secretaría de Energía estableció un techo al costo marginal del sistema y determinó que los costos variables de generación termoeléctrica con derivados de petróleo no se tenga en cuenta en la formación de precios; en 2004 se creó un fondo especial (FONINVEMEM) para financiar la ampliación de la capacidad de generación requerida para atender el crecimiento de demanda, en el cual generadores privados capitalizan sus acreencias en el mercado mayorista; en 2004 se creó la empresa estatal Energía Argentina S.A. (ENARSA) responsable de adelantar proyectos de inversión en petróleo, gas y energía eléctrica; en 2006 se estableció el esquema de Servicio de Energía Plus, que obliga a los grandes usuarios a contratar con las nuevas plantas de generación el suministro de energía para atender los aumentos en su demanda respecto a la energía demandada en 2005.

Varios países de Centroamérica, que han establecido mercados mayoristas y que dependen de generación termoeléctrica con derivados de petróleo totalmente importados, han tenido dificultades en trasladar a tarifas el aumento sustancial del precio de generación en una coyuntura de precios altos y volátiles de los combustibles en el mercado internacional. Aun cuando las empresas distribuidoras tienen la obligación de contratar, los contratos no han sido suficientes para estabilizar el precio de generación que se traslada a tarifas (promedio ponderado del precio de energía en contratos y las compras en el mercado spot), pues el precio de energía en los contratos, en su mayor parte con plantas térmicas, está indexado al precio de los combustibles y el precio en el mercado ocasional, calculado como el costo marginal de generación a corto plazo, es muy volátil pues está definido en buena parte del tiempo por el costo variable de

plantas térmicas. En estas condiciones, las intervenciones o intentos de intervención de los precios de energía en el mercado mayorista por parte del gobierno han sido frecuentes.

En 2005, cuando el precio del combustible aumentó 43% respecto al 2004, el Congreso de Nicaragua declaró el estado de crisis energética y tomó medidas, en principio temporales, para reducir el impacto tarifario de los precios altos de los combustibles. Entre otras, la congelación de tarifas para consumos residenciales menores a 150 kWh/mes; el reemplazo de la metodología basada en costos marginales para determinar el precio de energía en el mercado ocasional por una metodología basada en el precio promedio del costo variable de las plantas termoeléctricas despachadas, y la obligación de las empresas estatales propietarias de plantas hidroeléctricas de suscribir contratos con las distribuidoras a un precio regulado inferior al precio del mercado. Enmiendas sucesivas a la ley original prolongaron por varios años la aplicación de esta medida temporal.

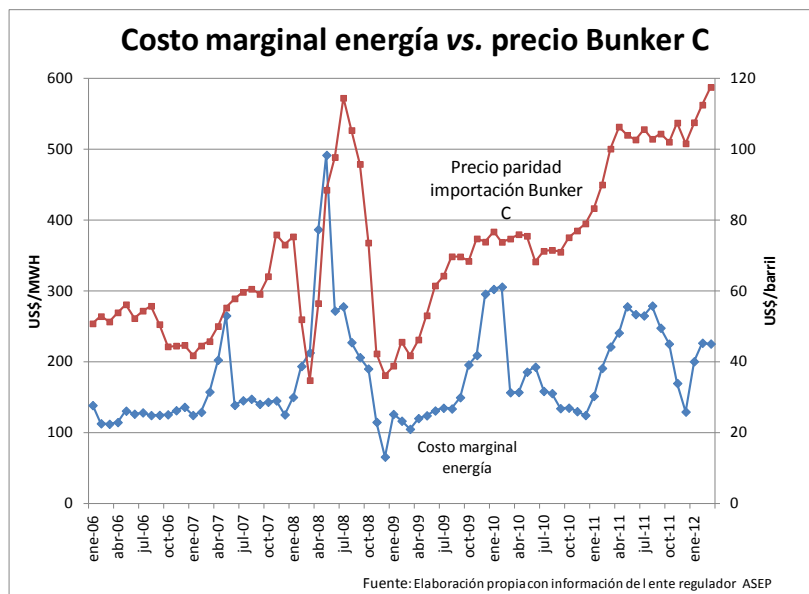
El gobierno de El Salvador intervino el mercado mayorista para mitigar el impacto tarifario de los altos precios de generación. En 2005, el precio promedio de energía en el mercado ocasional que se trasladaba a tarifas tuvo un aumento muy grande debido al alza sustancial de los precios de los combustibles en el mercado internacional, y a la indisponibilidad de las unidades hidroeléctricas más grandes, que redujo la reserva de potencia y, por tanto, comenzaron a marginar en el despacho plantas térmicas con costos variables muy altos. El regulador decidió introducir un mecanismo transitorio para el cálculo del precio de energía en el mercado ocasional, el cual reemplaza la remuneración al precio marginal ofertado en el despacho económico por una remuneración, diferente para cada unidad de generación, igual al precio ofertado (esquema denominado pague lo ofertado o pay as bid). El nuevo esquema fue un acuerdo entre el gobierno y los generadores, según el cual los generadores térmicos privados ofertan un precio promedio suficiente para cubrir costos de inversión y operación razonables y las plantas de generación con energía renovable, bajo el control de empresas estatales, y ofertan un precio más bajo y estable, suficiente para cubrir las necesidades mínimas de flujo de caja de estas empresas. El mecanismo transitorio se continuó aplicando hasta el 2011 cuando entró a funcionar el nuevo modelo de mercado basado en contratos obligatorios y oferta de costos variables en el mercado ocasional.

Panamá, a partir de finales de 2009 cuando se restableció la figura del comprador único para contratar el suministro de energía suficiente para atender la demanda proyectada de las empresas distribuidoras, ha tenido dificultad en reducir la exposición del precio de generación al precio de energía en el mercado ocasional, en una coyuntura de precios altos y volátiles de los combustibles y la dependencia de cerca de 40% de la generación térmica con derivados del petróleo. El comprador único utilizó una estrategia de contratación que trata de minimizar las compras de energía de las empresas distribuidoras en el mercado ocasional. Además de los contratos de mediano y corto plazo, introdujo la modalidad de compra de excedentes de energía no contratada para periodos menores de un año, con lo cual los generadores, que están obligados a ofertar, venderían energía a las empresas distribuidoras solamente en contratos.

Sin embargo, en un mercado mayorista funcional el precio de los excedentes de energía a corto plazo refleja el valor esperado del precio en el mercado ocasional. En una coyuntura de costos marginales volátiles y altos a partir de 2009, con un promedio de 20 US¢/kWh (véase figura 10), los generadores térmicos e hidroeléctricos, casi en totalidad privados, presentaron ofertas de suministro de sus excedentes de energía a precios muy altos, que en principio reflejan sus expectativas del precio de energía en el mercado ocasional, las cuales en su mayoría no fueron aceptadas por exceder el precio tope de referencia establecido por el comprador. El gobierno consideraba injusto que algunos generadores pudieran vender su energía a precios muy superiores a su costo medio de generación, aprovechándose de una coyuntura de precios altos en el mercado ocasional. En cierta forma, rechazaba el concepto marginalista para establecer precios de energía.

Finalmente en 2012, en parte como una amenaza para presionar a los generadores a presentar ofertas de precios más bajos, el gobierno presentó a consideración de la Asamblea Nacional un proyecto de ley que introduce una disposición transitoria de intervención de los precios en el mercado ocasional, según la cual las compras de energía de las empresas distribuidoras en el mercado ocasional que superen el 5% de su demanda se remunerarán a un precio regulado que refleja el precio de energía en los contratos a largo plazo.

Figura 10. Costos marginales de energía en Panamá



En la mayoría de los casos mencionados de los países centroamericanos, en principio no se puede atribuir el origen del problema de precios de generación altos y volátiles, difíciles de trasladar a tarifas, a deficiencias en el diseño del mercado mayorista sino, principalmente, el resultado de circunstancias externas como la dependencia de generación térmica, precios de los combustibles altos y volátiles, indisponibilidad de generación hidroeléctrica y dificultades en la contratación de energía. En general, se reconoce que es un problema estructural que se puede mitigar con una política efectiva de diversificación de fuentes de generación y desarrollo de energía renovable.

D. La remuneración económica de los servicios y la política de subsidios

En general, todos los países de ALC que introdujeron un modelo de mercado adoptaron el principio de que las tarifas al consumidor final deben cubrir los costos de prestación del servicio en condiciones de eficiencia y que los subsidios deben ser transparentes y focalizados. El marco regulatorio estableció que las tarifas reguladas al consumidor final deben cubrir los costos de suministro de los segmentos de generación, transmisión y distribución. Los costos de generación reflejan los precios de energía en un mercado competitivo y los costos de transmisión y distribución corresponden a los cargos regulados por esos servicios calculados en condiciones de eficiencia. En general, las nuevas leyes y regulaciones establecieron subsidios explícitos y tarifas sociales para proteger grupos de bajo ingreso o vulnerables.

Las evaluaciones de la reforma en la región, realizadas a mediados de la década de los 2000, ya mostraban las dificultades de aplicar tarifas que cubran los costos y de focalizar los subsidios, especialmente en los países que tenían que hacer ajustes tarifarios sustanciales en periodos de costos crecientes de generación o de crisis económicas o financieras. Simplemente el costo social y político era demasiado alto y los gobiernos tomaron medidas para mantener relativamente estables las tarifas para la mayoría de los consumidores, entre otras, aplicar subsidios generalizados financiados con aportes de presupuesto nacional o por empresas generadoras estatales e intervenir los precios de energía en el mercado mayorista, afectando los ingresos de los generadores.

En los últimos cinco años la situación no ha mejorado pues, como ya se explicó, los países dependientes de generación térmica han tenido dificultades cada vez más serias para trasladar a tarifas el aumento de los precios de generación que resulta del incremento y volatilidad de los precios de los derivados de petróleo. En otros casos, con los cambios radicales en el modelo de mercado, el Estado es responsable de mantener precios de electricidad estables y asequibles para la mayoría de los consumidores y subsidia la diferencia entre el precio de generación y el costo que se traslada a tarifas. Adicionalmente, algunos esquemas de subsidios cruzados que establecieron algunos países para financiar el subsidio a los consumidores de menores recursos, no han resultado ser sostenibles.

1. El traslado a tarifas de aumentos sustanciales en los precios de generación

Panamá es un buen ejemplo de las dificultades que conlleva aplicar fondos de estabilización para mantener relativamente estable la tarifa de energía al consumidor final, en una coyuntura de precios de energía altos y crecientes. El gobierno estableció en 2004 el Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) como un instrumento transitorio para suavizar las variaciones en el precio de generación que se traslada a tarifas. El concepto básico era muy simple, crear un fondo auto sostenible con un aporte inicial del presupuesto nacional que actúa como un embalse regulador para mantener el precio estable en un valor promedio proyectado por las autoridades: el Fondo aporta recursos a las distribuidoras cuando el precio de energía aumenta por encima del promedio y recibe recursos de las distribuidoras cuando el precio de energía está por debajo del promedio. Sin embargo, en una coyuntura de precios de petróleo volátiles y al alza, en que el precio generalmente es mayor al valor promedio proyectado, el FET se convirtió en un subsidio

directo del presupuesto nacional para mantener congeladas las tarifas. El gobierno define semestralmente el monto de los aportes de presupuesto al FET y el grupo de consumidores que se benefician del subsidio, teniendo en cuenta las variaciones del precio de energía y la disponibilidad de recursos del presupuesto nacional. Desde 2009, el FET ha subsidiado a los clientes residenciales con un consumo mensual menor a 500 kWh/mes, aproximadamente 89% del total de clientes, lo cual ha requerido un aporte promedio anual de presupuesto de US\$58 millones.

Como complemento al FET, el gobierno ha utilizado en forma innovadora un instrumento financiero que elimina las variaciones positivas del ajuste por combustible aplicable a la tarifa. A finales de 2008, el Gobierno de Panamá (GdP), comenzó a utilizar instrumentos de cobertura del riesgo de precio, con la adquisición en el mercado de derivados de opciones de compra (call options) de Bunker C USGC, con un precio de ejercicio igual al precio de referencia utilizado por el regulador para el cálculo de las tarifas en cada semestre y un volumen igual al consumo esperado de combustible en las plantas termoeléctricas durante dicho periodo. Por tanto, si el precio del Bunker C era superior al precio de referencia, el GdP ejercía la opción de compra y recibía un pago igual a la diferencia entre el precio del bunker en el mercado y el precio de referencia, estableciendo de esta manera un precio tope para la compra del bunker C. El GdP realizó con éxito operaciones de cobertura para los años 2009 y 2010, pero en 2011, cuando era evidente la tendencia al alza del precio del bunker, la prima que tenía que pagar por la opción era muy elevada y no se justificaba hacer la cobertura.

El Salvador, Guatemala y Honduras son un buen ejemplo de las dificultades y las consecuencias de mantener relativamente estables las tarifas para la mayoría de los consumidores residenciales en una coyuntura de precios de energía altos y crecientes en el mercado mayorista, financiando el subsidio con la renta económica de la generación hidroeléctrica ya depreciada de empresas estatales. Ante el aumento continuado del precio del bunker en 2005 y comienzos de 2006, el Gobierno de El Salvador decidió a mediados de 2006 establecer un tope de 91,1 US\$/MWh al precio de generación trasladable a las tarifas de electricidad y subsidiar la diferencia entre el precio de energía en el mercado ocasional y este techo, por medio de pagos de la generadora estatal a las empresas distribuidoras. A mediados de 2008, con precios del combustóleo por encima de 100 US\$/barril, era evidente que el subsidio era insostenible y se

decidió desmontar el precio tope en el segundo semestre de 2008, por lo cual fue necesario aumentar la tarifa residencial en aproximadamente 35% para compensar el rezago tarifario.

Para evitar un aumento sustancial en las tarifas residenciales en una coyuntura de aumentos de precios del petróleo y devaluación de la moneda local, Guatemala estableció en el año 2000 una Tarifa Social para todos los usuarios de baja tensión con consumos menores a 300 kWh al mes (alrededor de un 94% del total), a un nivel de 8 US¢/kWh cuando el precio pleno era aproximadamente el doble. Las empresas distribuidoras atendían las ventas a la tarifa social con compras de energía a la generadora estatal muy por debajo del precio del mercado. En principio, se cumplían las regulaciones tarifarias pues las distribuidoras aplicaban una tarifa que cubría los costos de compra de energía, pero en la realidad se estaban subsidiando las tarifas con ventas de energía por debajo del precio del mercado. El monto del subsidio a cargo de la generadora estatal se volvió insostenible y en 2004 se limitó a los primeros 100 kWh de consumo de los clientes beneficiados con la tarifa social. Entre 2006 y 2011 se desmontó el subsidio a la tarifa social ajustando gradualmente al precio del mercado el precio de venta de energía de la generadora estatal a las distribuidoras, y se estableció un subsidio directo para una tarifa solidaria que básicamente beneficia, con un descuento de 50 a 66% del costo de suministro, a los usuarios con consumos menores a 100 kWh.

En Honduras se mantiene supuestamente el principio establecido en la ley desde 1994, según el cual las tarifas deben cubrir los costos eficientes de suministro, aplicando un esquema de subsidios cruzados que subsidia los escalones de consumo hasta 300 kWh/mes en el sector residencial y compensa este subsidio con una contribución por parte de los consumidores residenciales con consumos mayores a 500 kWh/mes y de los consumidores comerciales, industriales y oficiales. Desde 2009, los pliegos tarifarios aprobados por el regulador aplican estos principios e incluyen una fórmula de ajuste automático por variaciones en los precios de los combustibles. Sin embargo, el monopolio estatal ha aplicado generalmente la fórmula de ajuste en forma rezagada cuando se producen aumentos fuertes en la tarifa, relacionados con el aumento de los precios de los combustibles. Adicionalmente, en 2009 el gobierno decide establecer un subsidio directo para entregar electricidad gratis a los clientes residenciales con consumos menores a 150 kWh/mes. Los rezagos tarifarios explican en parte las crisis financieras periódicas de la empresa estatal que no puede cubrir los altos precios de compra de energía a los

generadores privados, determinados en buena parte por los costos de generación de motores diesel de mediana velocidad. Al igual que en otros países de Centroamérica, la carga de los subsidios se vuelve periódicamente insostenible y es necesario hacer aumentos sustanciales en las tarifas (por ejemplo, 26% de aumento en un periodo de un año a partir de mayo de 2011).

2. Los cambios en el principio de cubrimiento de los costos

En **Bolivia** se estableció en 2006 la “Tarifa Dignidad”, la cual consiste en un descuento del 25% en la factura de los consumidores residenciales con consumos hasta 70 kWh/mes conectados al sistema nacional y 30 kWh/mes en las zonas rurales, el cual es cubierto con los aportes hechos por los agentes del mercado mayorista sobre la base del “Convenio de alianza estratégica del Gobierno de Bolivia y las empresas del sector eléctrico”, suscrito por cuatro años y prorrogado en 2010, ampliando el beneficio para consumos menores a 70 kWh/mes para las zonas rurales.

En Ecuador, el Mandato Constituyente No. 15 de 2006 en sus considerandos indicó “que el modelo marginalista no ha cumplido con el objetivo de desarrollar el sector eléctrico, garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio de electricidad y contar con tarifas justas al usuario final”, y modificó sustancialmente los principios utilizados para determinar los costos de suministro y las tarifas eléctricas. Eliminó el concepto de costo marginal para el cálculo de los precios de generación, determinó que el costo de inversión para la expansión no se tiene en cuenta para el cálculo de los cargos de distribución y transmisión, y estableció una tarifa única promedio aplicada a nivel nacional para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

Con base en los nuevos principios tarifarios, el regulador estableció en 2010 una tarifa promedio de 8,24 ¢US/kWh al consumidor final, con una componente de generación de 4,8 ¢US/kWh, la cual probablemente no es insuficiente para cubrir los costos medios de generación. Adicionalmente, en 2007 el gobierno estableció la “Tarifa Dignidad”, una tarifa especial de 4 ¢US/kWh para los clientes residenciales con un consumo mensual menor a 110 o 130 kWh, dependiendo de si está localizado en la sierra o en la costa, que beneficia a aproximadamente a 60% de los clientes residenciales. Aparentemente esta tarifa es un subsidio cruzado financiado con una contribución de los clientes con un mayor consumo.

3. Los subsidios cruzados

En Colombia, las leyes que sirvieron de base para la reforma del sector de electricidad en 1994 establecieron un sistema de subsidios cruzados a la demanda, focalizados con base en la estratificación socioeconómica de las viviendas. Los usuarios de altos ingresos contribuyen con una sobretasa a la tarifa eléctrica para pagar los subsidios que cubren el consumo básico de electricidad de los usuarios de bajos ingresos. El subsidio sobre el costo medio de suministro, sin exceder el valor del consumo de subsistencia, es de 50% para el estrato residencial uno, 40% para el estrato dos y 15% para el estrato tres, mientras que la contribución máxima de los estratos cinco y seis residenciales, y de los sectores comercial e industrial, incluyendo los grandes consumidores, es del 20% sobre su costo de suministro. En la actualidad, el consumo de subsistencia discrimina a los consumidores por la altura sobre el nivel del mar, 173 kWh/mes para las zonas más cálidas y 130 kWh/mes para las más frías. El subsidio se maneja por medio del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), al cual aportan o reciben recursos las empresas comercializadoras de acuerdo al saldo neto de contribuciones o subsidios que les corresponda, teniendo en cuenta la estructura de su mercado. El FSSRI no es auto sostenible y requiere aportes del presupuesto nacional.

Aun cuando el esquema de subsidios basado en estratificación socioeconómica y consumo de subsistencia permite focalizar mejor los subsidios que los esquemas basados solamente en consumo, ha generado problemas, entre otros, que la contribución se ha vuelto una carga significativa para el sector industrial que encarece sus costos de producción y le resta competitividad (este sector aporta aproximadamente 54% de las contribuciones al Fondo), y que la aplicación del sistema de estratificación a cargo de los alcaldes municipales ha generado un incentivo perverso para su manejo oportunista, que aumenta injustificadamente la base de los consumidores con subsidio y los aportes del presupuesto nacional al FSSRI. El déficit anual del fondo aumentó 40% en términos reales entre 2000 y 2008.²⁰ Para atender parte de los problemas, la Ley 1430 de 2010, que dicta normas sobre la competitividad industrial, eliminó a partir de 2012 la contribución de 20% para la industria.

²⁰ *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*. 2009. Fedesarrollo, octubre.

Otros esquemas focalizados de subsidios de menor alcance operan en varios países de la región, entre otros:

- a) El Fondo Social de Compensación Eléctrica,-FOSE, en Perú que beneficia a los hogares con consumos mensuales menores a 100 KWh.
- b) La Tarifa Social en Brasil, que subsidia a los primeros 100 kWh de consumo mensual de la subclase residencial de baja renta, con descuentos tarifarios entre 40 y 65%; la condición de baja renta cubre a las familias registradas en el Catastro Único para Programas Sociales del Gobierno Federal o que reciban beneficios de asistencia social.
- c) En Panamá, el subsidio hasta 20% para el consumo de subsistencia (hasta 100 kWh mensuales) que se financia con aportes de máximo 0,6% de la tarifa de los clientes con consumos superiores a 500 kWh/mes.
- d) En El Salvador, el Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET) financia un subsidio al consumo de los usuarios residenciales con un consumo mensual menor a igual a 99 kWh, el cual cubre el 87% de la diferencia entre la tarifa aplicable en el pliego tarifario y un precio de referencia de aproximadamente 6,5 US¢/kWh.
- e) En República Dominicana se estableció recientemente el Bonoluz, una ayuda mensual para el pago de la factura de electricidad que se abona a la tarjeta electrónica de débito Solidaridad, que forma parte de la Red de Protección Social que beneficia a familias pobres que han sido identificadas a través del censo levantado por el Sistema Único de Beneficiarios (SIUBEN).

VI. Breve recopilación de estudios relevantes sobre el sector de agua potable y saneamiento

Los términos de referencia de la consultoría indicaron que el consultor debería hacer una breve recopilación de estudios relevantes, recientes y comparativos en el área del servicio público de agua potable y saneamiento, disponibles en el BID e internet. El consultor entiende que el propósito de esta recopilación es apoyar la tarea de actualizar la información sobre la evolución reciente de la prestación de este servicio público en ALC. A continuación se relaciona y se resume el contenido de los informes, presentaciones y estudios relevantes recopilados por el consultor:

a. CAF. Agua potable y saneamiento en América Latina y el Caribe: metas realistas y soluciones sostenibles. 2012

Este informe propone metas para el 2030, para cerrar la brecha de cobertura de los servicios de agua potable y alcantarillado sanitario en las zonas urbanas de ALC; estima las inversiones requeridas para alcanzar estas metas y recomienda medidas para cerrar la brecha institucional en estos servicios, relacionada con la organización, las reglas del juego y los procedimientos que regulan estos servicios.

El informe sugiere que es viable aumentar la cobertura del servicio de agua potable en las zonas urbanas de aproximadamente 93% en 2009 a 100% en 2030 y de alcantarillado sanitario de aproximadamente 77 a 94%, y a 85% para el drenaje pluvial, para lo cual estima que sería necesario hacer una inversión de US\$250.000 millones en los próximos 20 años.

El informe presenta un diagnóstico general de los servicios de agua potable y saneamiento en ALC. Identifica dos modelos institucionales distintos de prestación del servicio en la región: El modelo tradicional, utilizado en la mayoría de los países de la región, en el cual no hay separación clara de las funciones de planificación, formulación de políticas, regulación y prestación del servicio, y las empresas prestadoras del servicio responden directamente al estamento político y son responsables de la prestación del servicio y otras funciones de planificación y formulación de políticas. En el modelo moderno, implementado principalmente por Chile, Perú y Colombia, hay separación de funciones y las empresas prestadoras del servicio están sometidas a la regulación y supervisión de un ente independiente. En los dos modelos, la prestación del servicio depende en general o es concesionada por los municipios. No obstante las

deficiencias del modelo institucional tradicional, en casi todos los países existe un marco regulatorio y se cuenta con más de 28 entes reguladores en 16 países de la región.

En relación con la eficiencia y la calidad del servicio, el informe concluye que aun cuando la cobertura del servicio de agua potable es alta en zonas urbanas, la calidad y eficiencia en la prestación del servicio deja mucho que desear. Salvo la excepción de unas pocas empresas en la región que tienen un desempeño excelente o aceptable, la mayoría de las empresas tienen un desempeño deficiente, con niveles muy altos de agua no contabilizada, entre 40 y 50%, cobranza menor a 85% y exceso de personal, y un servicio precario para cerca de 30% de los clientes, caracterizado por falta de continuidad o baja calidad. Por otra parte, la cobertura del servicio de tratamiento de aguas residuales es baja en la región, aproximadamente 26%.

En relación con las tarifas y subsidios, salvo algunos pocos países que aplican modelos de regulación económica, en la mayoría el manejo tarifario se sustenta en criterios de oportunidad política y el ingreso tarifario escasamente cubre los gastos de operación y mantenimiento.

La participación privada en la prestación del servicio que se inició en los años noventa ha tenido resultados variados. Con la terminación anticipada de las concesiones de agua en Bolivia y Argentina, se cuestionó la conveniencia y efectividad de la privatización del servicio de agua. Aun cuando las grandes compañías europeas, activas en el proceso inicial de concesiones, mantienen una participación parcial en algunas ciudades, se ha mostrado que la participación privada, especialmente de origen local, agrega valor en materia de calidad y seguridad del servicio siempre y cuando se establezcan sistemas de financiamiento mixto para las inversiones requeridas para aumentar la cobertura del servicio.

b. BID. Agua potable y saneamiento y los objetivos de desarrollo del milenio en América Latina y el Caribe. Junio de 2010.

Esta nota analiza el progreso logrado por los países de ALC en el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) establecidos para el sector de agua potable y saneamiento, los cuales buscan reducir a la mitad, para el año 2015, el porcentaje de personas que no contaba en el año base de 1990 con acceso a fuentes seguras de agua potable y a saneamiento mejorado. Esta

meta equivale a lograr en 2015 una meta de cobertura promedio en la región de 93 y 85% respectivamente, para agua potable y saneamiento.

La nota muestra que en 2008 ya se había superado levemente la meta de 93% de cobertura de agua potable. Sin embargo, el avance logrado no era uniforme entre países. En 2008 había seis países que no habían cumplido la meta establecida, de los cuales cinco no mantenían una tasa de crecimiento de cobertura suficiente para alcanzar la meta en 2015.

Para el caso de saneamiento, se había alcanzado en 2008 una cobertura de 79% a nivel regional; sólo ocho países habían alcanzado en ese año la meta de cobertura de 85% establecida para el 2015 y diez países mantenían una tasa de crecimiento de cobertura que no era suficiente para alcanzar esta meta.

Por otra parte, la nota observa que hay diferencias sustanciales de cobertura entre las áreas urbana y rural en 2008. Mientras que la cobertura de agua potable en el área urbana era de 97%, en la rural era de 80%. Las diferencias en la cobertura de saneamiento eran aún mayores, 86% en urbana y 55% en rural.

c. Hantke-Domas, Michael y Andrei Jouralev. Lineamientos de política pública para el sector de agua potable y saneamiento. CEPAL, junio de 2011.

Este documento sintetiza, en forma de lineamientos de política, la experiencia de los estudios y actividades realizadas bajo el proyecto de CEPAL “Construyendo compromiso, eficiencia y equidad para los servicios sustentables de agua potable y saneamiento”. El documento discute en forma cualitativa varios asuntos relevantes sobre la prestación del servicio de agua potable y saneamiento en ALC:

- Los factores exógenos que han sido determinantes en el desarrollo del sector en la región: las políticas macroeconómicas y su estabilidad, la pobreza, la calidad institucional y la prioridad del sector en las políticas públicas.
- La eficiencia en la prestación del servicio, las reformas realizadas para mejorar la eficiencia y las opciones para mejorar la gestión bajo un modelo de empresas públicas.

- La organización institucional, la gestión directa y delegada de los servicios y la separación de las funciones de formulación de políticas, regulación y prestación del servicio.
- La estructura industrial para la prestación del servicio en áreas urbanas, los problemas de la descentralización y atomización de la prestación del servicio, y las opciones de consolidación de las áreas de servicio para lograr economías de escala y alcance.
- Las condiciones para establecer una regulación económica y las modalidades contractuales para delegar la gestión del servicio.
- Las tarifas y subsidios para lograr una sostenibilidad financiera y acceso al servicio a los más pobres.
- Las políticas para atender las áreas rurales.
-

d. Lentini, Emilio. Servicios de agua potable y saneamiento: Lecciones de experiencias relevantes. CEPAL, abril de 2011.

Este informe presenta un análisis comparativo de dos experiencias relevantes en la región de reforma para la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento (zonas urbanas de Chile y el área metropolitana de Buenos Aires), e identifica los factores institucionales, regulatorios y estructura y organización del sector, que son determinantes en el desempeño del sector.

El proceso de reforma en Chile se caracteriza por su gradualidad y continuidad con la aprobación inicial de un marco regulatorio y la creación del ente regulador, el ajuste gradual de las tarifas hasta llegar al autofinanciamiento del servicio con subsidios focalizados, el perfeccionamiento del marco regulatorio e institucional y la incorporación gradual de capital privado hasta cubrir casi la totalidad de los prestadores del servicio. En términos generales se considera que el proceso ha sido exitoso.

La reforma del sector en Argentina en la década de los noventa fue un proceso acelerado con una alta participación de empresas privadas extranjeras en la gestión e inversión por medio de contratos de concesión. Se aplicó un enfoque de regulación por contrato con instancias de regulación a nivel provincial. Aun cuando a comienzos de la década de los 2000 cerca del 70%

de la población de Argentina era atendida por empresas privadas con contratos de concesión, los contratos fueron rescindidos después de la crisis económica del 2002 y actualmente las sociedades comerciales privadas atienden solamente al 10% de la población.

El informe resume en forma general las lecciones aprendidas de estas experiencias de reforma y analiza los principales factores que afectan el desempeño del sector: exógenos (política macroeconómica, priorización de las inversiones en el sector, calidad institucional) y endógenos (organización institucional, estructura industrial, régimen de propiedad, marco regulatorio, política tarifaria, subsidios y fuentes de financiamiento).

e. Jouralev, Andrei. Trabajo de la CEPAL en temas de agua potable y saneamiento en ALC. Presentación en el 18^o Congreso Argentino de Saneamiento y Medio Ambiente. Buenos Aires, 18 al 20 de abril de 2012.

Esta presentación resume la situación de la prestación del servicio de agua potable y saneamiento en ALC y la experiencia con el proceso de reforma sectorial iniciado en los años ochenta y noventa, destacando los retos más importantes que enfrenta el sector.

Para 2010, se reportan ligeros aumentos de la cobertura de los servicios respecto a 2008; 94 y 79% para agua y saneamiento, respectivamente.

Las reformas iniciadas en los ochentas y noventas—consistentes en la separación de las funciones de formulación de políticas, regulación y prestación del servicio, establecimiento de marcos regulatorios, promoción de la participación privada y aplicación de tarifas que cubran los costos de prestación del servicio—han sido en general poco exitosas o han fracasado debido a factores internos relacionados con el diseño de los contratos de concesión, y deficiencias en la gestión y en la regulación de los servicios, y en especial por factores externos como deficiencias en la política macroeconómica, la falta de prioridad del sector en la asignación de recursos de presupuesto y la debilidad en la formulación de las políticas públicas y en la regulación del sector.

En concepto del conferencista, la descentralización a nivel municipal ha originado muchos problemas y la tendencia actual en varios países desarrollados es hacia la consolidación y agregación de las áreas de prestación del servicio, lo cual ofrece los beneficios de: reducir los costos de prestación del servicio por economías de escala y de alcance, facilitar la reducción de

las diferencias regionales en calidad del servicio y aplicar subsidios cruzados, reducir la carga regulatoria para las empresas prestadoras y facilitar el manejo de las cuencas hidrológicas.

En relación con la participación privada, la experiencia muestra que las áreas de concesión que requieren grandes inversiones para ampliar la cobertura del servicio representan un alto riesgo empresarial para los inversionistas privados y que éstos obtienen mejores resultados en áreas que están cerca a alcanzar cobertura universal. La presentación destaca la importancia de contar con fuentes nacionales de financiamiento de las inversiones requeridas para la ampliación de la cobertura del servicio, que permitan reducir el riesgo cambiario.

f. Collado, Jaime. Comparación de la legislación regulatoria de agua potable y saneamiento en las Américas. ADERASA, octubre de 2011.

Este informe presenta los resultados de la fase inicial de un estudio comparativo de la legislación regulatoria de la prestación del servicio de agua potable y saneamiento en ALC. El informe incluye la comparación del marco regulatorio de 12 países de la región (Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Chile, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay), establecido en las constituciones, decretos, códigos, reglamentos, normas técnicas y resoluciones administrativas.

g. ADERASA. Informe anual 2010, grupo regional de trabajo de benchmarking (GRTB), Asociación de entes reguladores de agua potable y saneamiento de las Américas. 2011.

Este informe anual presenta los resultados de los indicadores de desempeño para 27 prestadores de servicio en diez de los 16 países miembros de ADERASA (Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Honduras, México, Panamá, Perú y Uruguay) con base en la información correspondiente al año 2009. Los indicadores miden el desempeño de las empresas en aspectos como la cobertura del servicio, la cobertura de la micromedición, el número de empleados por conexión, las pérdidas de agua, el consumo diario de agua por habitante, el tratamiento de aguas residuales, los reclamos, la morosidad, los costos AOM por conexión y la tarifa promedio.

h. BID. Salida de operadores privados internacionales de agua en América Latina. Febrero de 2007.

Este estudio analiza las causas y consecuencias de la salida de la mayoría de los operadores internacionales de agua potable y saneamiento en la región, con base en un análisis detallado de 14 casos en cinco países (Argentina, Bolivia, Chile, Uruguay y Venezuela).

En varios países de la región, a comienzos de la década de 1990, se crearon grandes expectativas en relación con la vinculación de operadores privados, con experiencia internacional en la prestación del servicio de agua potable y saneamiento, como instrumento para mejorar la gestión y movilizar recursos para financiar la inversión en el sector. Sin embargo, hacia mediados de la década del 2000 ya habían salido la mayoría de estos operadores y los resultados en general no fueron buenos. Con excepción de dos casos en Chile en que se cumplieron los objetivos de mejoras en la gestión y se lograron inversiones importantes, en cuatro casos en Bolivia y Argentina el aporte de la participación de los operadores internacionales fue prácticamente nulo, debido a los conflictos que se presentaron desde el inicio de su gestión y en los ocho casos restantes los resultados fueron mixtos pues aun cuando se mejoró la gestión las inversiones fueron inferiores a las previstas. No obstante el fracaso relativo de la participación privada, el estudio destaca que han surgido grupos importantes de operadores privados locales en varios países de la región.

La salida de los operadores internacionales en los 14 casos analizados obedece a cuatro causas principales: decisiones estratégicas sobre la participación del grupo controlador a nivel mundial, cambios en las políticas sectoriales, conflictos sociales y políticos y pérdida del equilibrio económico-financiero del contrato de concesión.

El estudio observa que en numerosos casos no estaban dadas las condiciones para una participación privada amplia, pues no existía la experiencia técnica necesaria para el diseño y la regulación de los contratos de concesión, ni se contaba con el apoyo político para la reforma del sector.

El estudio discute varias lecciones aprendidas de estos casos de participación privada, en particular: la falta de competencia y transparencia en algunos procesos de contratación, problemas de diseño de los contratos de concesión (diseño deficiente de la transición de un esquema distorsionado de tarifas con poca micro medición a tarifas que recuperan costos, impacto de las crisis cambiarias en contratos denominados en dólares americanos, falta de

provisiones para resolución de conflictos, esquema sancionatorio poco efectivo para lograr el cumplimiento de las obligaciones contractuales, información técnica deficiente sobre las condiciones iniciales del servicio), falta de experiencia y debilidad de los nuevos entes reguladores y falta de compromiso político.

i. Foster, Vivian. Ten Years of Water Service Reform in Latin America: Toward an Anglo-French Model. World Bank, Water Supply and Sanitation Sector Board Discussion Paper Series. Paper No. 3, January 2005.

El documento analiza el proceso de reforma del sector de agua potable y saneamiento en ALC hasta el 2005, incluyendo la estructura descentralizada del sector, el marco institucional y la creación de entes reguladores independientes, la participación privada y los mecanismos de regulación de tarifas y calidad del servicio.

Concluye que la reforma en la región en general tiende hacia un modelo mixto anglo-francés, que por una parte adopta la idea inglesa de un ente regulador central que aplica una regulación económica basada en incentivos, pero rechaza la idea inglesa de empresas consolidadas a nivel regional y operadores privados. Por otra parte, adopta el modelo francés de una industria descentralizada a nivel municipal, con participación privada por medio de contratos de concesión, pero en general rechaza la idea francesa de regulación por contratos supervisados a nivel municipal.

Considera que existe una falta de coherencia entre la descentralización del servicio y la centralización de la regulación, y entre la regulación basada en incentivos y la prestación del servicio por parte de empresas estatales. La nota argumenta que para el buen funcionamiento del sector es necesario que la jurisdicción política y geográfica del regulador sea compatible con la de los prestadores del servicio y que la selección de los instrumentos regulatorios debe ser consistente con los incentivos gerenciales de los operadores.

VII. BIBLIOGRAFÍA

REGIONAL

Andrés, Luis et al. 2010. El impacto de la participación del sector privado en infraestructura: luces y sombras en el camino hacia adelante. PPIAF.

ARIAE. 2011. El regulador ante los nuevos desafíos de la energía en Iberoamérica.

Battle, Carlos et al. 2010. The Changing Role of the State in the Expansion of Electricity Supply in Latin America.

Battle, Carlos. 2011. Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America.

Bezerra et al. 2012. Energy Challenges in Brazil and Chile.

BID. 2010. Energía renovable en América Latina: visión y acción del BID.

BID. Política de servicios públicos domiciliarios (OP-708).

BID. 2005. Pautas para la aplicación de la política OP-708 al sector de energía. Marzo.

British Petroleum Energy Outlook 2030. 2012.

Byer, Trevor et al. 2008. LAC Region Energy Sector Retrospective Review and Challenges. ESMAP.

Carballo, Alfonso. 2012. Gobernanza regulatoria en América Latina.

CIER. 2011. Proyecto CIER 15 Fase II (transacciones de energía en los sistemas de las comunidades Andina, América Central y Cono Sur, factibilidad en integración), Informe final.

CIER. 2011. Avances en la integración electro-energética en América Latina.

CIER. 2011. Señales regulatorias para la rentabilidad e inversión en el sector eléctrico. EIA. 2011. International Energy Outlook

Market Mechanisms and Supply Adequacy in the Power Sector in Latin America. 2009. Chapter 17, Electricity Infrastructure in the Global Marketplace.

Maurer, Luiz et al. 2011. Electricity Auctions: an Overview of Efficient Practices. WB. Millán, Jaime. 2006. Entre el mercado y el Estado: tres décadas de reformas en el sector eléctrico en América Latina. BID. Mocarquer et al. 2009. Balance of Power.

Moreno, Rodrigo et al. 2011. Regulating Generation Investment in Latin America: Future Challenges. Moreno, Rodrigo et al. 2008. Auctioning Adequacy in South America through Long-term Contracts and Options.

Moreno, Rodrigo et al. 2010. Lessons from 5 Years of Experience in Energy Contracts Auctions in South America.

OLADE. 2009. Mercados energéticos en América Latina y el Caribe.

OLADE. 2011. Informe de estadísticas energéticas, second edition.

Rosental, Rubens et al. 2010. La integración del sector eléctrico en América del Sur: características y beneficios.

SYSTEP. 2011. Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica.

WEC. 2011. Assessment of Country Energy and Climate policies.

World Bank. 2011. Revisiting the Role of PPPs in the Power Sector. World Bank. 2012. Revisiting Policy Options on the Market Structure in the Power Sector.

ARGENTINA

CAMMESA. 2010. Informe anual.

ENRE. Informe de control interno y gestión ENRE 2007-2011.

GTZ. 2009. Energy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies. Argentine Case. Secretaría de Energía. Informes quinquenales del sector eléctrico periodo 2001-2005 y 2006-2010.

BOLIVIA

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). Anuario Estadístico 2010.

MHE. 2012. Plan óptimo de expansión del sistema interconectado nacional 2012-2022.

Plan Nacional de Desarrollo. 2006.

Decretos supremos 29644, 1214 y 0493 sobre nacionalización empresas de generación y transmisión.

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AFCSE). Memoria Institucional. 2010.

BRASIL

ANEEL. 2012. Regulación en eficiencia energética en Brasil.

ANEEL. 2011. El sistema de las subastas en Brasil.

ANEEL. 2010. Legislação básica do Setor Elétrico Brasileiro.

Empresa de Pesquisa Energetica (EPE). Anuario estadístico de energía eléctrica. 2011.

Barroso et al. 2011. Seis años de leilões de energía nova no Brasil.

GTZ. 2009. Energy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable energies. Brazil Case.

MME. 2010. Uso de energías renovables en la expansión del sistema eléctrico Brasileiro.

Ministerio de Minas y Energía (MME). Plan decenal de expansión de energía 2020.

Saraiva, Loisa. 2012. Electricity Market Developments in Brazil.

CENTROAMÉRICA

Banco Mundial. 2010. América Central. Panorama general del sector energético.

CEPAL. 2011. Centroamérica, estadísticas del subsector eléctrico.

CEPAL. 2010. Mercados mayoristas de electricidad en América Central.

WB. 2009. Central America Regional Electricity Market Study.

CHILE

CNE. 2010. Operación real sistema eléctrico nacional 1998 al 2010.

Comisión Nacional de Energía (CNE). 2008. Política energética, nuevos lineamientos.

Dalberg advisors. 2008. Contexto y enseñanzas internacionales para el diseño de una estrategia energética a largo plazo para Chile. Informe final.

GTZ. 2009. Energy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies. Chile Case. Informe Comisión Asesora para el desarrollo eléctrico al señor Presidente de Chile. Noviembre de 2011.

COLOMBIA

CREG. 2006. Cargo por confiabilidad.

CREG. 2012. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad de suministro de energía. ARIAE. Santamaría, Mauricio et al. 2009. El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. Cuadernos de Fedesarrollo. UPME. Boletín estadístico de minas y energía 1990-2010.

UPME. Plan de expansión de referencia generación transmisión 2012-2025.

ECUADOR

CONECCEL. 2010. Evolución y situación del sector eléctrico nacional. CENACE. 2011. Informe anual.

CONECCEL. 2011. Participación privada en el segmento de generación de Ecuador. MEER. 2012. Presentación al BID sobre el sector eléctrico.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Plan nacional para el cambio de la matriz energética, versión preliminar. 2011.

MÉXICO

CFE. Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2011-2025.

GTZ. 2009. Energy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies. Mexico Case. Ley y reglamento para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética. 2008.

Secretaría de Energía (SENER). Estrategia Nacional de Energía 2012-2026.

SENER. 2010. Desarrollo de la energía eólica en México.

PERÚ

Ministerio de Energía y Minas (MEM). Anuario estadístico de electricidad 2010.

COES/SINAC. Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2013-2022.

Fitch. 2011. Peruvian Electricity Sector. GTZ. 2009. Energy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies. Peru Case. MEM. 2010. Sector eléctrico. Documento promotor.

OSINERGMIN. 2011. Cambios y posibles mejoras en el marco regulatorio del sector eléctrico peruano.

OSINERGMIN. 2011. Abastecimiento y confiabilidad de suministro del sector eléctrico peruano.

PCR rating. 2011. Perú, sector de electricidad.

REPÚBLICA DOMINICANA

Superintendencia de Electricidad (SIE). 2012. Avances regulatorios en el sector eléctrico dominicano. Organismo Coordinador (OC). 2010. Memoria anual.

URUGUAY

ADME. 2011. Informe anual.

ADME. 2010. Informe anual del MMEE. UTE. 2010. Memoria anual.

VENEZUELA

Ministerio para la energía eléctrica. Anuario estadístico 2010 del sector eléctrico nacional.