

La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina

► Energía eléctrica

Título: La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina.
Energía eléctrica
IDeAL 2012

Este documento fue elaborado por CAF a solicitud de la Secretaría General Iberoamericana (SEGIB) para su presentación en la XXII Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno celebrada en Cádiz, España.

La presente publicación forma parte de la serie La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina (IDeAL).

Editores: CAF

Vicepresidencia de Infraestructura
Antonio Juan Sosa, vicepresidente corporativo
Jorge Kogan, asesor

Autores: Carlos Skerk y Daniel Llarens
Colaboración: Celina Grau Baena

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

Diseño gráfico:

Gatos Gemelos Comunicación
Bogotá, Colombia–Octubre 2012

Este libro se encuentra en: publicaciones.caf.com

© 2012 Corporación Andina de Fomento.
Todos los derechos reservados

Contenido

Desarrollo de la infraestructura de generación eléctrica	7
La electricidad, factor clave para el desarrollo sustentable	7
Los mecanismos para promover el desarrollo de la infraestructura de generación	8
Desempeño de los mecanismos de subastas	11
Desempeño de corto-mediano plazo	12
<i>Asignación de proyectos de generación eléctrica en 2011–2012 mediante subastas</i>	12
<i>Resumen de adjudicaciones</i>	22
<i>Consideraciones adicionales</i>	23
Desempeño de largo plazo	24
<i>Enfoque</i>	24
<i>La experiencia reciente en Brasil: un nuevo debate que comienza a surgir</i>	25
<i>La experiencia reciente en Colombia: performance del Cargo por Confiabilidad en situaciones críticas</i>	27
<i>La experiencia reciente en Chile: el nivel de competencia en las licitaciones</i>	29
Consideraciones generales	31
Conclusiones	35
Referencias bibliográficas	38

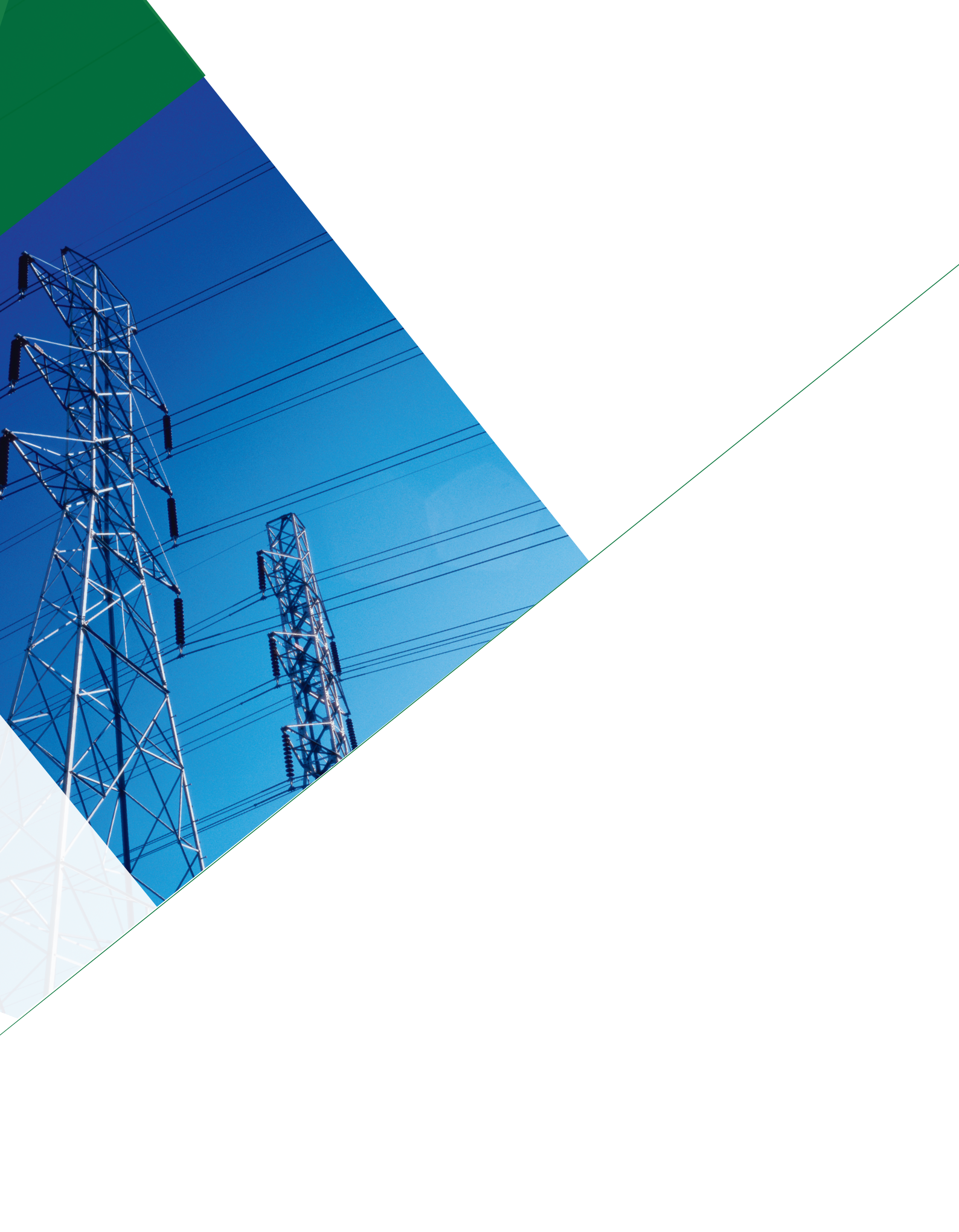
Cuadros

Cuadro 1. Brasil: capacidad adjudicada según licitación y tipo de fuente (MW)	13
Cuadro 2. Brasil: precio según licitación y tipo de fuente (USD/MWh)	13
Cuadro 3. Uruguay. Proyectos eólicos adjudicados en 2011	14
Cuadro 4. Licitación Perú 2011 (distribuidoras). Primera convocatoria	15
Cuadro 5. Licitación Perú 2011 (distribuidoras). Segunda convocatoria	15
Cuadro 6. Perú: resumen de licitaciones de Proinversión y distribuidoras (2011)	16
Cuadro 7. Proyectos adjudicados en la segunda licitación de energías renovables de Perú (2011)	16
Cuadro 8. Proyectos adjudicados en la segunda licitación de energías renovables de Perú (2011)	17
Cuadro 9. Colombia: adjudicaciones Cargo por Confiabilidad (2008)	18
Cuadro 10. Colombia: adjudicaciones Cargo por Confiabilidad (2011)	18
Cuadro 11. Panamá: detalle adjudicaciones ETESA 02-10	19
Cuadro 12. Panamá: detalle adjudicaciones ETESA 03-10	20
Cuadro 13. Panamá: detalle adjudicaciones ETESA 05-11	20
Cuadro 14. Participación por tecnología objetivo en Guatemala	21
Cuadro 15. Adjudicaciones de largo plazo (2011)	22

Gráficos

Gráfico 1. Evolución del precio de compra por tecnología en Brasil, valores en USD (2011) 26

Gráfico 2. Evolución del precio de contratación a largo plazo en Chile, valores en USD (2010) 30



Desarrollo de la infraestructura de generación eléctrica

La electricidad, factor clave para el desarrollo sustentable

El crecimiento económico que experimentó América Latina y el Caribe en 2011 así como el esperado para los próximos años, determinan que los sectores eléctricos de los distintos países deberán necesariamente desarrollarse de manera tal para dar soporte a ese crecimiento en forma sostenible.

Los cambios tecnológicos derivados de las políticas de desarrollo sustentable que se van aplicando en el mundo tienen a la electricidad como un elemento central, partícipe imprescindible en cualquiera de los rubros de desarrollo en la materia, tales como sustitución del uso de combustibles fósiles en el transporte, producción de energía limpia o ampliación de la cobertura geográfica de las telecomunicaciones.

El último lustro ha visto cómo muchos de los países de la región, ante un escenario energético internacional volátil caracterizado por precios elevados de los combustibles fósiles, empleados muchos de ellos para producir electricidad, implementaron ajustes regulatorios tendientes a mejorar las condiciones para el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica eficientes, intentando por esa vía asegurar precios competitivos y estables por varios años. En este sentido, la tendencia regional ha sido la de implementar mecanismos de subasta de distinto grado de sofisticación para la contratación de suministro eléctrico de largo plazo.

Este tipo de mecanismo responde a un paradigma distinto al dominante en las reformas sectoriales de mercado total o parcialmente aplicadas de modo oportuno en numerosos países de la región. Mientras que en estas últimas la búsqueda de la eficiencia se pretendía lograr a través de la competencia en los mercados implemen-

tados al efecto, los mecanismos de subasta para asignación de contratos de largo plazo se basan en introducir la “competencia por el mercado” como garantía de la eficiencia, para garantizar simultáneamente la seguridad de suministro a través de decisiones centralizadas.

Es decir, mientras que las reformas que incluyeron la constitución de mercados mayoristas de electricidad buscaban la eficiencia a través de distintos agentes que compiten permanentemente entre sí en un mercado organizado, asumiendo para ello el riesgo de perder en ese proceso frente a otros más eficientes, en los mecanismos de subastas la eficiencia se garantiza por la generación de condiciones de competencia al momento de su realización.

El éxito de los mecanismos implementados en cada país resulta así un elemento clave para la región en el contexto de crecimiento descrito más arriba. En este sentido, los últimos tiempos han mostrado elementos de relevancia en la materia.

A continuación realizaremos un repaso de lo sucedido y los distintos desempeños verificados en la región en materia de promoción de nueva generación eléctrica sustentable y eficiente. Para ello es relevante conceptualizar primero la variedad de mecanismos implementados en los diferentes países para lograr el desarrollo de la infraestructura de generación de electricidad, y, sobre esa base caracterizar el desempeño reciente de los mismos según los hechos sucedidos.

Los mecanismos para promover el desarrollo de la infraestructura de generación

Si bien no todos los países de la región han adoptado en su momento esquemas de mercado eléctrico mayorista como elemento clave para el desarrollo de la nueva infraestructura de generación eléctrica, estos han sido los predominantes desde la reforma sectorial aplicada en Chile a partir de 1982, seguido por Argentina en 1992.

Hacia 2004, en base a la experiencia de racionamiento de energía eléctrica sufrida en 2001, Brasil realizó profundos cambios en su modelo de mercado, introduciendo como elemento novedoso las subastas anticipadas para compra de energía eléctrica de largo plazo, con lo cual se pretendía superar una de las mayores fallas atribuidas al esquema de mercado: su poca efectividad para el desarrollo de nueva infraestructura de generación. Esencialmente por los riesgos que ese esquema implicaba para el inversor, en particular en grandes obras de infraestructura como centrales hidroeléctricas, que requieren asumir compromisos relevantes con varios años de anticipación al comienzo de la operación comercial.

¿Qué se pretendía entonces con el esquema de subastas para contratación a largo plazo? Principalmente asegurar los ingresos para el proyecto, a través de la compra anticipada de su producción a un precio ya establecido, con una anticipación compatible al tiempo requerido para desarrollar la nueva infraestructura.

Es decir, en el esquema propuesto por Brasil con su denominado “nuevo modelo” subyace el concepto de que la infraestructura de generación eléctrica se desarrollaría mediante el financiamiento privado, que recuperaría su inversión con una rentabilidad adecuada a través de la venta de la producción de electricidad, esquema al cual

concurriría en forma complementaria el financiamiento mediante fondos públicos a través de su banco nacional de desarrollo.

Adicionalmente, la necesidad de contar con nueva capacidad de generación se definió en base a un mecanismo regulado en el cual no interviene el potencial inversor en generación, diferencia esencial con el modelo de mercado, en el cual es justamente el inversor quien decide la oportunidad para desarrollar una nueva central en base a las señales económicas que percibe.

De estas apreciaciones es posible esbozar una primera condición de éxito de un esquema de subasta de compra de energía de largo plazo: la decisión de contar con la nueva central corresponde ahora al Estado a través de la aplicación de un mecanismo para determinar el requerimiento. No así en el esquema de mercado, donde la decisión la toma el inversor de acuerdo a su criterio.

En consecuencia, un esquema de subastas requiere contar con una asignación de riesgos adecuada en la relación contractual entre vendedor y comprador, acorde a las decisiones adoptadas. No parece adecuado asignar riesgos al inversor que se asocian a una equivocación en la decisión de contar con la nueva central (por ejemplo, si llegado el momento de conectarla al sistema la misma no resulta necesaria para atender la demanda eléctrica en ese momento), pues no es él quien ha tomado la decisión de construirla.

Los esquemas de subasta, que en su versión más simple se reducen a licitaciones a sobre cerrado, no se agotan en la variante de asignar, a través de la misma, un contrato de compra-venta de energía de largo plazo a nuevos proyectos. En este sentido, Colombia implementaría hacia finales de 2006 un mecanismo denominado del cargo por confiabilidad, que consiste en subastar con algunos años de anticipación un determinado premio (un ingreso fijo futuro) a cambio del cual el generador asume como principal obligación entregar energía firme al mercado a un precio limitado superiormente por un valor regulado.

A diferencia de Brasil, donde los nuevos proyectos y los generadores existentes compiten en subastas separadas, en Colombia compiten en el mismo acto generadores nuevos a construir y generadores existentes. El mismo concepto que en Colombia se aplicó en Chile con la implementación de subastas para atender el suministro (ventas de energía y potencia) de clientes regulados, mientras que en Perú, Panamá y El Salvador se aplicó la separación entre generación nueva y generación existente, siguiendo el modelo conceptual de Brasil.

En el caso de México, la introducción temprana de contratación de largo plazo mediante licitación a productores independientes que desarrollen nuevas centrales identificadas en un proceso de planificación realizado por instituciones públicas introdujo el esquema de financiamiento privado para desarrollo de nuevas centrales, conjuntamente con el de esquema de Obra Pública Financiada, en el cual el financiamiento privado se aplica a la construcción, pero se cancela mediante pagos a la entrega de la obra a su posterior propietario.

Más recientemente, Uruguay y Argentina también introdujeron licitaciones para la contratación de la producción de nuevas centrales, en este caso de tecnologías que

empleen recursos renovables, mientras que otras naciones del Caribe, entre ellas República Dominicana, han colocado en su agenda la realización de licitaciones para compras de largo plazo.

En síntesis, se pueden resumir los esquemas vigentes para la expansión de la infraestructura de generación en los distintos países de la región en tres grupos:

- Generación desarrollada sobre la base de esquemas de financiamiento privado, para lo cual se implementaron (aunque no en todos los casos) mecanismos de subasta o licitación para la asignación de contratos de largo plazo o incentivos, eventualmente suplementados con aportes de financiamiento público canalizado por bancos de desarrollo. En este grupo se encuentran, con distintos grados de avance de implementación, Brasil, Chile, Colombia, El Salvador, Guatemala, Jamaica, Panamá, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago.
- Modelos híbridos, en los que parte de la infraestructura de generación se puede desarrollar como obra pública, con eventual concurrencia del financiamiento privado, y parte en base a financiamiento privado. En este grupo se encuentran, con matices, México, Costa Rica, Uruguay, Argentina, Bolivia, Honduras y Guyana.
- Modelos en los que la infraestructura de generación de gran escala se pretende desarrollar como obra pública. En este grupo se encuentran Cuba, Ecuador, Venezuela, y, con matices, Nicaragua.

Se excluye de esta clasificación el caso particular de Paraguay, que ha desarrollado su infraestructura de generación esencialmente en base a tratados internacionales con Brasil y Argentina, lo que le ha permitido contar con una capacidad de generación en proyectos hidroeléctricos binacionales que excede varias veces su demanda de electricidad propia.

Ante este panorama, ciertamente variado, subyace el reconocimiento de que organizaciones sectoriales en mercados mayoristas de tipo *pool* no son suficientes, al menos en el contexto regional, para garantizar el desarrollo de nueva infraestructura de generación. Es decir, las políticas sectoriales para el desarrollo de infraestructura de generación se han afianzado en los últimos tiempos o bien en la acción directa del Estado o bien en la búsqueda del financiamiento privado, incrementando la competencia en la asignación de contratos de largo plazo a través de los cuales se repagan las inversiones.

En cualquiera de los casos, es relevante tener presente que ambos caminos implican una mayor intervención regulatoria en las decisiones de expansión de la generación. Y a los efectos de la evaluación de lo sucedido en los últimos tiempos es relevante considerar, adicionalmente al mecanismo implementado, las condiciones de los diferentes países de la región para el acceso al crédito internacional. Es decir, tener en cuenta la consistencia entre el mecanismo implementado y la posibilidad de acceder al mercado de capitales para inversiones en infraestructura en cada país.

Desempeño de los mecanismos de subastas

La introducción de mecanismos de subastas como impulso para la construcción de nueva generación basado en la contratación de largo plazo admite dos tipos de evaluación, complementarios entre sí:

- Uno de corto / mediano plazo, en el que se observan resultados tales como:
 - Si la subasta fue exitosa en términos de lograr o no asignar compromisos de largo plazo para construir centrales.
 - Si luego de producida y formalizada la asignación se concretaron los proyectos.
 - En caso de que se hayan efectivamente contratado los proyectos, si los mismos cumplieron plenamente sus obligaciones asumidas al momento de la subasta o licitación.
- Otro de largo plazo, en el que se evalúa si en efecto se ha logrado el suministro de la demanda creciente con suficiencia y eficiencia.

El desempeño de corto/mediano plazo muestra resultados dispares en la región. En particular, desde enero de 2011 a la fecha se han presentado situaciones variadas que merecen atención, y que revisaremos más adelante.

Por su parte, el desempeño de largo plazo es más complejo de evaluar. Como primera condición se requiere disponer de una ventana de tiempo mayor desde el inicio de la implementación de subastas, y luego de elementos objetivos que permitan obtener algún tipo de conclusión.

En forma transversal a las evaluaciones mencionadas existen cuatro factores que son determinantes de los resultados:

- Señales a la inversión (proceso de planificación/organización y estructura de los mercados).
- Mecanismos de financiamiento.
- Capacidad de gestión/ejecución.
- Sustentabilidad sectorial.

Todos ellos son de vital importancia a la hora de la evaluación de los mecanismos de subasta implementados, y son extensibles a todos los mecanismos de desarrollo de infraestructura de generación que se apliquen.

En las secciones siguientes pasaremos revista a hechos destacados tanto en lo referente al corto-mediano plazo como al largo plazo que han sucedido recientemente en la región, con el objetivo de materializar posteriormente un análisis que permita caracterizar el estado de situación en la materia.

Desempeño de corto-mediano plazo

Asignación de proyectos de generación eléctrica en 2011–2012 mediante subastas

Resumimos en esta sección los resultados obtenidos en las subastas para promover desarrollo de nueva generación realizadas en los distintos países desde el mes de enero de 2011.

Brasil

En Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) es la institución responsable del desarrollo de los procedimientos de subastas. Las tecnologías y volúmenes que se subastan responden al proceso de planificación desarrollado por la Empresa de Planeamiento Energético (EPE).

Brasil es el país de la región que más ha avanzado con el esquema de subastas para asignación de contratos de largo plazo, implementando un esquema de subastas dinámicas de varias rondas, con distintas modalidades:

- Contratación con tres años de anticipación (subastas A-3).
- Contratación con cinco años de anticipación (subastas A-5).
- Contratación de generación de energía de reserva.

Los contratos asignados para energía de reserva tienen una estructura, y por siguiente, una asignación de riesgos, diferente a la de la compra de energía de las subastas de tres y cinco años de anticipación. Mientras los últimos operan para la demanda como una compra en bloque a un determinado precio surgido de la subasta, los primeros funcionan como una “opción”: la demanda paga un cargo fijo a los generadores, surgido de la subasta, y como contrapartida las centrales deben estar disponibles para generar si son convocadas, vendiendo su producción al costo variable de producirla.

Durante 2011 se realizaron subastas de los tres tipos, las que se describen a continuación

Licitación A-3

La licitación N° 02/2011-ANEEL, llamada A-3, fue realizada el 17 de agosto de 2011, con el objetivo de contratar energía a partir de nuevos proyectos de generación que tengan fuentes renovables de energía como biomasa, eólica, gas natural e hidroelectricidad, y comenzar sus operaciones el 1 de marzo de 2014.

Se adjudicaron en la misma 2745 MW, a un precio promedio de USD/MWh 60,81, como resultado de la expansión de la central hidroeléctrica Jirau, 4 termoeléctricas de biomasa, dos plantas termoeléctricas a gas natural y 44 parques de energía eólica.

Licitación de energía de reserva

La licitación de energía de reserva N° 03/2011-ANEEL fue celebrada el 18 de agosto de 2011, con el objetivo de contratar energía de reserva de proyectos de generación

de fuentes eólicas o de biomasa para dar comienzo al suministro de electricidad el 1 de julio de 2014. Se adjudicaron 1.515 MW a partir de 2014, a un precio promedio de USD/MWh 59,61, correspondientes a 7 centrales termoeléctricas de biomasa y 34 parques de energía eólica.

Licitación A-5

La subasta A-5 N° 07/2011-ANEEL fue celebrada el 20 de diciembre de 2011 y tuvo como objetivo adquirir energía de nuevos proyectos de generación a partir de la energía hidroeléctrica, energía eólica y termoeléctrica de biomasa o de ciclos combinados de gas natural, para el suministro de energía a partir del 1 enero de 2016 (5 años después de la fecha de licitación).

Se adjudicaron 1076 MW a un precio promedio de USD/MWh 61,18, correspondientes a la hidroeléctrica de San Roque, 2 centrales termoeléctricas de biomasa y 39 parques eólicos.

Resumen de adjudicaciones

El siguiente cuadro sintetiza las adjudicaciones de nueva generación realizadas por Brasil desde enero de 2011, totalizando 5.335 MW:

Cuadro 1. Brasil: capacidad adjudicada según licitación y tipo de fuente (MW)

	A-3	Reserva	A-5	Total
Hidro	450	0	0	450
Eólica	1.068	861	976	2.904
Gas natural	1.029	0	0	1.029
Biomasa	198	357	100	655
Térmicas	0	297	0	297
Total	2.745	1.515	1.076	5.335

Fuente: ANEEL.

Cuadro 2. Brasil: precio según licitación y tipo de fuente (USD/MWh)

	A-3	Reserva	A-5	Total
Hidro	60,97			60,97
Eólica	59,40	59,52	63,05	60,66
Gas natural	61,76			61,76
Biomasa	61,13	60,23	59,31	60,22
Térmicas		59,07		59,07
Precio medio de venta	60,81	59,61	61,18	60,54

Fuente: ANEEL.

Brasil se ha mostrado muy dinámico en la realización de subastas y asignación de contratos de largo plazo, evidenciando además una gran estabilidad de precios entre las diversas tecnologías, todos ellos ubicados en el entorno de los USD/MWh 60.

Estos precios marcan asimismo importantes reducciones respecto de los obtenidos en subastas de años anteriores, tema analizado más adelante como parte de las consideraciones de largo plazo.

Uruguay

Uruguay viene impulsando en los últimos años la contratación de largo plazo de tecnologías renovables, esencialmente eólicas y biomasa, ambos recursos disponibles en su territorio con significativo potencial de desarrollo.

A diferencia de Brasil, el mecanismo elegido por Uruguay es el de licitación a sobre cerrado, con una capacidad mínima a asignar.

A principios de 2011, por instrucción del Poder Ejecutivo, la empresa estatal integrada de electricidad UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) lanzó un nuevo proceso de licitación para contratar 150 MW nuevos de generación eólica.

Al igual que en la anterior, de características generales similares realizada en 2010, la licitación fue muy competitiva, con un importante número de oferentes, adjudicándose un total de 192 MW a tres proyectos, a un precio promedio de USD/MWh 65,74. El detalle de ofertas ganadoras se resume en el cuadro siguiente:

Cuadro 3. Uruguay. Proyectos eólicos adjudicados en 2011

Oferente	Potencia [MW]	Precio [USD / MWh]	Factor de planta
Generación Eólica Minas (SOWITEC)	42	64,86	42,0%
Aguas Leguas (EAB, Alemania)	100	66,72	41,5%
Ensol (Uruguay)	50	65,65	41,0%

Fuente: UTE..

Dado el éxito del proceso de licitación, UTE fue autorizada para efectuar una ronda adicional de la licitación, convocando a aquellos oferentes no adjudicados dispuestos a aceptar un precio preestablecido de 63,5 USD/MWh, recibándose ofertas por un total de 438 MW, las que se encuentran actualmente en análisis.

Esto significa que, gracias a las licitaciones llevadas a cabo durante 2010 y 2011, se incorporarán a la matriz energética uruguaya en el transcurso de los próximos 4 años hasta un máximo de 780 MW de energía eólica a precios competitivos.

Recientemente, UTE lanzó otra licitación pública para proyectos de biomasa de hasta 20 MW y recibió ofertas por un total de 225 MW, que aún no se encuentra resuelta.

Perú

En Perú se realizaron en el último año licitaciones para la contratación de nueva generación tanto de tipo convencional para el suministro a clientes regulados, convocadas por las empresas de distribución o realizadas a través de Proinversión, como en base a recursos renovables (la segunda en su tipo realizada en este país).

La licitación LDS-01-2011-LP fue convocada por la distribuidora Luz del Sur para su propio suministro de energía eléctrica a partir de enero de 2018 como también el de las empresas concesionarias de distribución Edelnor y Edecañete. En la misma se adjudicaron, en la primera convocatoria 356 MW por un precio ponderado de USD/MWh 38,4 y en la segunda 32 MW por un precio ponderado de USD/MWh 40,25. Dichas adjudicaciones fueron para centrales térmicas a gas natural (Fenix Power, Celepsa) y centrales hidroeléctricas.

El detalle de las adjudicaciones realizadas se indica en los siguientes cuadros:

Cuadro 4. Licitación Perú 2011 (distribuidoras). Primera convocatoria

Empresa	Fecha inicio	Potencia Adjudicada	Precio de energía
		[MW]	[USD/MWh] ¹
		Total	Ponderado
Cerro del Águila 1	ene-18	70	35,79
Cerro del Águila 2	ene-18	80	36,99
Cerro del Águila 3	ene-18	52	37,46
Celepsa 1	ene-18	10	38,73
Egesur 1	ene-18	18	39,56
Celepsa 3	ene-18	10	39,71
Enersur 1	ene-18	30	40,00
Egesur 2	ene-18	6	40,83
Enersur 2	ene-18	30	41,02
Fenix Power 1	ene-18	50	41,81
Total adjudicado		356	38,40

Fuente: OSINERG.

Cuadro 5. Licitación Perú 2011 (distribuidoras). Segunda convocatoria

Empresa	Fecha inicio	Potencia Adjudicada	Precios de energía
		[MW]	[USD/MWh]
		Total	Ponderado
Enesur 1	ene-18	20	39,85
Enesur 2	ene-18	10	40,83
Enesur 3	ene-18	2	41,34
Total adjudicado		32	40,25

Fuente: OSINERG.

1. Según TC promedio anual 2011 = 2.755 (Banco Central de Reserva del Perú).

Por su parte, la Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú (PROInversión) realizó una licitación para abastecer 500 MW de potencia firme por 15 años, comenzando en enero de 2016. En esta licitación fueron adjudicados finalmente tres proyectos hidroeléctricos, por un total de 544 MW: Pucará (60 MW), Chaglla (284 MW) y Cerro del Águila (200 MW), adicionales a los comprometidos en la licitación convocada por las distribuidoras.

En el cuadro siguiente se resumen las contrataciones de nueva generación convencional realizadas en Perú en 2011:

Cuadro 6. Perú: resumen de licitaciones de Proinversión y distribuidoras (2011)

Nombre licitación	Años del contrato	Inicio contrato	Término contrato	Potencia [MW]	Generadores adjudicados	Precio medio ponderado [USD/MWh]
Proinversión	15	Ene-16	Dic-30	544	Cerro del Águila, Chaglla (Odebrecht), Pucará	48,25
LDS-01-2011	10	Ene-18	Dic-27	388	Cerro del Águila, Celepsa, Enersur, Egesur, Fenix Power	42,82

Fuente: OSINERG.

Adicionalmente, se llevó cabo la segunda licitación de energías renovables (la primera fue en 2010), que requirió energía eólica, a partir de biomasa y plantas solares por un total de 1.300 GWh/año (132 MW de potencia instalada), así como 78 MW de pequeñas hidroeléctricas.

A continuación se detallan las ofertas adjudicadas:

Cuadro 7. Proyectos adjudicados en la segunda licitación de energías renovables de Perú (2011)

Tecnología	Proyecto	Precio Monómico [USD/MWh]	Potencia [MW]	Inicio operación comercial
Biomasa Residuos Urbanos	La Gringa V	99,99	2	ago-14
Eólica		69	90	ene-15
Solar	Moquegua FV	119,9	16	ene-15
Hidro	CH Cancchayllo	47,4	3,7	ene-15
Hidro	CH Huatziroki I	47,6	11,1	ene-15
Hidro	CH Manta	52	19,8	jun-13
Hidro	RenovAndes H1	53,89	20	ene-15
Hidro	8 de agosto	53,9	19	feb-15
Hidro	El Carmen	55,9	8,4	mar-15
Hidro	CF Carunatullu III	56,45	20	dic-14

Fuente: OSINERG.

El resumen de adjudicaciones muestra el resultado sintetizado en el cuadro siguiente:

Cuadro 8. Proyectos adjudicados en la segunda licitación de energías renovables de Perú (2011)

	Hidro	Biomasa	Solar	Eólica
Potencia adjudicada [MW]	102	2	16	90
Precio [USD/MWh]	52,45	99,99	119,90	69,00

Fuente: OSINERG.

Perú ha sido uno de los países más activos recientemente en la licitación de contratación de largo plazo de energía eléctrica de nuevos proyectos de generación. Se realizaron desde enero de 2011 adjudicaciones que implican el desarrollo de nueva capacidad por un total de 1.142 MW, 210 MW de ellos renovables, que deberán estar operativos entre 2013 y 2018.

Colombia

A diferencia de otros países, en donde se licita la compra de energía y/o potencia de largo plazo, en Colombia se licita el pago de un cargo fijo a cambio de la obligación del generador de entregar una cantidad de energía en condiciones de falta de oferta en el sistema (por ejemplo en años secos), sujeta en esas condiciones a un límite superior de precio, denominado precio de escasez.

En términos prácticos, el mecanismo funciona como una opción: el comprador paga un cargo fijo (prima) y a cambio, si el precio en el mercado supera el precio de escasez, tiene derecho a comprar la energía a este último precio, que opera como *strike price*.

La metodología de la subasta es de “reloj descendiente”, donde los oferentes sólo pueden mantener o reducir la cantidad de energía firme ofrecida a medida que el precio desciende en el proceso, siendo este comportamiento consistente con una curva de oferta de pendiente positiva.

El generador al que se le ha asignado una Obligaciones de Energía Firme (OEF) recibirá así una remuneración fija durante el período de vigencia de la misma, haya sido solicitado el cumplimiento de tal obligación o no. El precio por cada unidad de energía de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la que se asignó la obligación, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad.

Desde la implementación de esta metodología la CREG ha realizado dos subastas: una en 2008 y la más reciente en diciembre de 2011.

En la subasta realizada en 2008 se asignaron OEF a nuevos generadores por:

- 343 MW firmes (3.008 GWh firmes/año) a centrales que requerían menos de cuatro años para entrar en servicio, que implicaban nueva capacidad a instalar por un total de 430 MW.

- 717 MW firmes (6.281 GWh firmes/año) a centrales que requerían un período de construcción mayor a 4 años, que implicaban nueva capacidad a instalar por un total de 2.991 MW, hidroeléctricos en su totalidad.

Los siguientes cuadros resumen nuevos proyectos de generación que obtuvieron Cargo por Confiabilidad en la subasta 2008:

Cuadro 9. Colombia: adjudicaciones Cargo por Confiabilidad (2008)

Generadores nuevos –subasta 2008			
Período de construcción menor a 4 años			
Nombre	Año	Capacidad MW	OEF GWh/año
Gecelca3 (carbón)	2012	150	1.116
TermoCol (diesel)	2010	202	1.678
Amoyá (hidro)	2011	78	214
Total		430	3.008
Período de construcción mayor a 4 años			
Nombre	Año	Capacidad MW	OEF GWh/año
Cucuana (hidro)	2013	60	50
Miel II (hidro)	2014	135	184
Sogamoso (hidro)	2013	800	2.350
El Quimbo (hidro)	2014	396	1.650
Porce IV (hidro)	2015	400	962
Ituango (hidro)	2018	1.200	1.085
Total		2.991	6.281

Fuente: XM.

En 2011 se realizó la segunda subasta para adjudicación del Cargo por Confiabilidad, lográndose la asignación de Obligaciones de Energía Firme a nuevos proyectos, por un total de 575 MW de nueva capacidad a instalar.

Cuadro 10. Colombia: adjudicaciones Cargo por Confiabilidad (2011)

Proyecto	Ubicación	Tipo de Generación	Capacidad MW	OEF GWh/año
Río Ambeima	Tolima	Hidráulica	45	205.479
Carlos Lleras Restrepa	Antioquia	Hidráulica	78	547.945
San Miguel	Antioquia	Hidráulica	42	336.096
Gecelca 3 2	Córdoba	Carbón	250	5.400.000
Tasajera II	Norte Santander	Carbón	160	3.192.456

Fuente: XM.

Es de destacar que no todos los proyectos nuevos adjudicados con Cargo por Confiabilidad en 2008 comenzaron su construcción. El caso más relevante fue el retiro del proyecto Porce IV (400 MW), al cual le fue ejecutado su fondo de garantía. Paralelamente, los proyectos térmicos Gecelca 3 y Termocol han sufrido retrasos significativos, así como la fase I Hidroituango (1.200 MW).

No obstante, el sector eléctrico colombiano se ha mantenido activo en las subastas de Cargo por Confiabilidad tal como se describe más arriba, adjudicando obligaciones de energía firme a nuevos proyectos en 2011 por los montos previstos.

Panamá

En Panamá se realizaron varias licitaciones para contratación de compra de energía para consumidores regulados, entre ellas tres de largo plazo, que implican el desarrollo de la infraestructura de generación asociada.

El detalle de las licitaciones realizadas en Panamá es el siguiente:

ACTO	Período de contratación	Requerimiento	Tipo de acto
ETESA 07-10	Enero 2011 - Junio 2011	Energía	Excedente
ETESA 01-11	2012-2013-2014	Potencia y energía	Corto Plazo
ETESA 02-10	2015-2029	Potencia y energía	Largo Plazo
ETESA 02-11	Jul-Dic 2011	Energía	Excedente
ETESA 03-10	2014-2023	Energía	Largo Plazo
ETESA 04-11	2012-2014	Potencia	Corto Plazo
ETESA 04-11 (2)	2012	Potencia	Corto Plazo
ETESA 05-11	2014-2028	Energía eólica	Largo Plazo

Los siguientes cuadros presentan las adjudicaciones de las tres licitaciones de largo plazo realizadas:

Cuadro 11. Panamá: detalle adjudicaciones ETESA 02-10

Oferente	Precio monómico [USD/MWh]	Potencia [MW]
Nifita Power, Inc	100,21	10
Enel Fortuna, SA	109,16	19,52
Electrogeneradora del Istmo, SA	113,57	1,25
Energía y Servicios de Panamá, SA	113,75	5,48
Generadora Pedregalito, SA	114,53	3.938
Generadora Río Chico, SA	114,53	2.415

Oferente	Precio monómico [USD/MWh]	Potencia [MW]
Generadora Alto Valle, SA	114,53	2.298
Hidroecológica del Teribe, SA	115,44	10
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	117,31	1.903
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, SA	118,9	11,9
Hidroeléctrica San Lorenzo	119,66	1.333
Caldera Energy Corp.	120,15	3

Fuente: ETESA.

Cuadro 12. Panamá: detalle adjudicaciones ETESA 03-10

Oferente	Energía [MWh]	Costo [Miles USD]	Precio [USD/MWh]
Paso Ancho Hydro Power	42.475,93	4.243,35	99,90
Hidroecológica del Teribe	125.254,02	13.762,49	109,88
Precio de la Energía (combinación de ofertas)	167.729,95	18.005,84	107,35

Fuente: ETESA.

Cuadro 13. Panamá: detalle adjudicaciones ETESA 05-11

Compañía	Parque eólico	Potencia [MW]	Precio [USD/MWh]
Unión Eólica Panameña	Marañón	18	110
Unión Eólica Panameña	Portobello Ballestillas	30,6	108
Unión Eólica Panameña	Rosa de los vientos	50,4	98
Unión Eólica Panameña	Nuevo Chagres	59,4	95

Fuente: ETESA.

De estos actos se detallan a continuación los precios y potencias adjudicados para los contratos de largo plazo y el detalle de cada uno de ellos:

ACTO	Período de contratación	Requerimiento	Precio Monómico [USD/MWh]	Potencia [MW]
ETESA 02-10	2015-2029	Potencia y energía	114,31	73,04
ETESA 03-10	2014-2023	Energía	107,35	36,12
ETESA 05-11	2014-2028	Energía eólica	102,75	158,40

Panamá ha demostrado así un importante dinamismo en la contratación de nueva generación eléctrica, siendo pionero en el área del Mercado Eléctrico Regional centroamericano en la contratación de energía eólica.

Guatemala

La política energética de Guatemala tiene como uno de sus objetivos incrementar la proporción de energías renovables en el portafolio de generación eléctrica. En el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación se estableció la necesidad de transformar la matriz energética para lograr que en el año 2022 al menos el 60% de la producción de energía se base en fuentes renovables según la participación por tecnología siguiente:

Cuadro 14. Participación por tecnología objetivo en Guatemala

Tecnología	Participación (%)
Plantas hidráulicas	57,46
Base	29,93
Cogeneradores	6,89
Geotermia	4,16
Importaciones	0,95
Derivados del petróleo	0,61

Fuente: CNEE.

En tal sentido, la CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) conjuntamente con las distribuidoras Eegsa, Deorsa y Deocsa, realizaron un pliego (PEG-1-2010) de Licitación Abierta para la contratación de hasta 800 MW de Oferta Firme Eficiente.

El pliego de licitación estableció que al menos el 60% de los 800 MW debían ser generados por centrales de energía renovable (hidroeléctrica, eólica, solar), y hasta un máximo de 40% por centrales existentes (bunker, diesel y carbón). Las centrales existentes podían ofertar por contratos de hasta 5 años; las nuevas podían hacerlo por contratos de hasta 15 años de duración.

La licitación debía asegurar que 480 MW debían corresponder a generación basada en recursos renovables (térmica, hidro, solar, eólica, biomasa) y hasta 320 MW en térmica convencional. La generación de fuera del país (importación regional) podía participar en la licitación por el suministro de hasta 160 MW.

La asignación se realizaría al conjunto de oferentes que determine mínimo costo de abastecimiento de la demanda proyectada. La metodología establecía a la vez un generador “virtual” que puede cubrir la totalidad de la potencia y energía objeto de la licitación a un precio definido por la CNEE. De esta manera, el proceso de selección rechazaría toda oferta que superase la del generador virtual.

La subasta, prevista inicialmente para 2011, se llevó a cabo en febrero de 2012, cuando se recibieron 33 ofertas y fueron asignados en principio 210 MW en 16 proyectos de generación a un precio que no supera los USD/MWh 117,5 .

La segunda fase sumaría los 590 MW adicionales necesarios para completar los 800 MW previstos.

Sin embargo, varios oferentes manifestaron disconformidad respecto de los resultados y asignaciones alcanzadas a través de la primera subasta y la misma se encuentra en estado de revisión.

La principal observación se focalizó en el resultado de la selección, en la medida en que la misma contemplaba, para el cálculo del costo de abastecimiento futuro a minimizar, unos criterios de actualización de los precios de combustibles que resultaron no representativos; esto implicó la adjudicación de proyectos térmicos a gas por sobre fuentes renovables.

Asimismo, la escala relevante de la licitación operó, desde su anuncio, como un freno a las inversiones en generación, pues la misma concentraría la contratación de la mayor parte del requerimiento de generación de los próximos años.

Si bien el incremento de escala favorece las condiciones de competencia, no menos cierto es que fallas en el proceso licitatorio pueden determinar consecuencias de mayor gravedad, incluso si se adjudican contratos a nuevos proyectos, pues los efectos de las mismas quedarían plasmados por varios años en los contratos adjudicados. En el caso de Guatemala, a una gran expectativa por desarrollar proyectos siguió un panorama de incertidumbre, que se suma a los años anteriores en los que decisiones sobre nuevos proyectos fueron aplazadas para esperar la licitación de gran escala.

El Salvador

En el marco de las licitaciones de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (Siget), tomando en cuenta lo establecido en el Artículo 79 de la Ley General de Electricidad (Licitación del Proceso de Libre Concurrencia), una empresa de distribución (Caess) lideró una convocatoria para contratar el suministro de varias empresas de distribuidoras a partir del 1 de enero de 2013.

La licitación se realizó y finalmente fue declarada desierta, al presentarse una única oferta que superó el precio máximo fijado para la adjudicación.

Resumen de adjudicaciones

El siguiente cuadro sintetiza las asignaciones de compromisos de largo plazo más relevantes realizadas en la región desde enero de 2011.

Cuadro 15. Adjudicaciones de largo plazo (2011)

País	Tecnología	MW	Precio medio USD/MWh
Brasil		5.335	60,5
	Hidro	450	61,0
	Biomasa	655	60,2
	Gas Natural	1.029	61,8
	Eólica	2.904	60,7
	Térmica	297	59,1

País	Tecnología	MW	Precio medio USD/MWh
Colombia		575	15,7
(sólo cargo por confiabilidad)	Hidro	165	15,7
	Térmica	410	15,7
Panamá		267	106,6
	Hidro	109	112,0
	Eólica	158	102,8
Perú		1.142	75,1
	Hidro	964	45,3
	Biomasa	2	100,0
	Solar	16	119,9
	Eólica	90	69,0
	Gas Natural	70	41,1
Uruguay	Eólica	192	65,7

Fuente: elaboración propia.

Las adjudicaciones por subasta o licitación realizadas en 2011 en la región totalizaron 7.511 MW de nueva generación, implicando inversiones por aproximadamente USD 13.200 millones en los próximos cinco años.

De esas inversiones, Brasil adjudicó el 69%, seguido por Perú con el 15%, Colombia el 10%, y Panamá y Uruguay el 6% restante, siendo estos los países que se han mostrado más dinámicos y eficaces en la materia.

Adicionalmente se realizaron licitaciones en El Salvador y Guatemala que no han resultado en adjudicaciones, a la vez que se propuso la realización de una licitación en un futuro próximo en República Dominicana.

Chile y México no realizaron licitaciones de largo plazo en 2011 de acuerdo a lo previsto, mientras que Argentina, luego de la licitación de generación renovable de finales de 2009, que incluyó una segunda convocatoria en 2010, no realizó más licitaciones para contratación de largo plazo, para recurrir a mecanismos de licitación de la construcción con financiamiento público como vía para desarrollar nuevas centrales convencionales.

Sobre las situaciones de México y Argentina se realizan algunas consideraciones adicionales en la siguiente sección, mientras que la situación particular de Chile, así como de temas relevantes surgidos en Brasil y Colombia, se analizan en el diagnóstico de largo plazo.

Consideraciones adicionales

Adicionalmente a los casos descritos, resulta de interés repasar situaciones en otros países que, si bien no han realizado subastas o licitaciones en 2011, lo han hecho en anteriores años, con resultado diverso.

En particular se destacan los casos de México y Argentina. En ambos se realizaron licitaciones para contratación de generación de energía renovable:

- De acuerdo a lo establecido en el Plan de Expansión de la generación vigente, en México se licitaron y adjudicaron en 2008 306 MW en tres parques eólicos en Oaxaca (parques Oaxaca I, II y III). El precio medio de adquisición de la energía a generar por los parques resultó de USD/MWh 65,8.
- En Argentina se licitaron en 2009 contratos de largo plazo para generación eléctrica a partir de fuentes renovables, oportunidad en la que se adjudicaron 895 MW a un precio medio de USD/MWh 287,13. De ellos, 754 MW correspondieron a 17 proyectos de energía eólica, a un precio medio de USD/MWh 126,9, repartiéndose la restante capacidad adjudicada entre centrales a biocombustibles (110.4 MW a USD/MWh 287,6), pequeña hidroeléctrica (10.6 MW a USD/MWh 162,4) y solar fotovoltaica (20 MW a USD/MWh 571,6).

En el caso de México, los parques eólicos licitados se construyeron y están actualmente en operación. El precio logrado es competitivo, comparable al obtenido en Brasil, Perú y Uruguay para centrales similares. Es decir, México ha logrado eficacia en la convocatoria al financiamiento privado en la construcción de centrales eléctricas, aunque continúa presentando dificultades de sustentabilidad sectorial por los aportes estatales que el sector requiere, necesarios para mantener la política de tarifas al consumidor final.

En el caso de Argentina la situación es más compleja. De los proyectos licitados, a los cuales se preadjudicaron contratos de compra de energía de 15 años de duración, al presente se han construido 80 MW de generación eólica y 20 MW de otras tecnologías renovables.

Es decir, se construyeron 100 MW de los 895 MW adjudicados, existiendo cierta incertidumbre sobre la concreción de la totalidad del resto de los proyectos comprometidos. Un análisis de las causas de estos retrasos conduce a la dificultad de los promotores de los proyectos para acceder al crédito al intentar desarrollar los mismos como "*project finance*". Este efecto es consistente con las condiciones macroeconómicas imperantes en ese país, caracterizadas por dificultades en el acceso al crédito privado.

Desempeño de largo plazo

Enfoque

En la gran mayoría de los países, los mecanismos de subasta o licitación para la contratación de largo plazo fueron implementados en el último lustro.

Hay excepciones. En particular, si nos referimos a la introducción de subastas como un mecanismo superador de esquemas de mercados mayoristas implementados con anterioridad, el caso pionero ha sido Brasil, con la introducción del denominado "nuevo modelo" en 2004. Posteriormente se incorporaron Colombia, con las subastas del Cargo por Confiabilidad a finales de 2006, y Chile, con la introducción de licitaciones

para contratación de suministro de largo plazo de clientes regulados. Las demás experiencias regionales son más recientes.

En otros países donde se licita la compra de energía de largo plazo desde hace ya más de una década, tales como México, dichas compras se realizan en un contexto diferente: se originaron en restricciones financieras de las compañías verticalmente integradas de propiedad o control estatal para realizar las inversiones que el crecimiento de la demanda requería. En particular, un esquema de productores independientes ya había sido implementado en Brasil con anterioridad a la introducción del mercado mayorista de electricidad a finales de los años 90, o en Colombia con anterioridad a la creación de la Bolsa de Energía Eléctrica y a la luz de los problemas de suministro por falta de capacidad de generación registrados en 1992.

Desde el punto de vista de la evolución de la regulación aplicada a sectores eléctricos, adquieren especial relevancia los casos en los que las subastas se introdujeron con posterioridad a la organización de mercados mayoristas como esquemas superadores de las dificultades para concretar la expansión de la generación eficiente en estos últimos esquemas. Más adelante haremos asimismo algunas consideraciones adicionales para los esquemas de productores independientes.

Las experiencias de Brasil, Colombia y Chile muestran resultados de interés para las consideraciones de largo plazo. Por diferentes razones, los resultados en esos tres casos han sido diferentes, pero todos en conjunto están presentando valiosos elementos que permiten realizar consideraciones relevantes sobre los esquemas de subastas.

Pasaremos a continuación revista a esos elementos en base a los acontecimientos más recientes y nuevos debates que van surgiendo en esos países.

La experiencia reciente en Brasil: un nuevo debate que comienza a surgir

Desde la implementación de subastas se ha contratado en Brasil energía de nuevas centrales de las más diversas tecnologías.

Inicialmente la energía contratada a largo plazo mediante este mecanismo fue esencialmente de origen térmico. Mediante la introducción de ajustes al mismo, se ha promovido la contratación de generación basada en fuentes renovables, en particular biomasa y energía eólica, además de pequeñas hidroeléctricas.

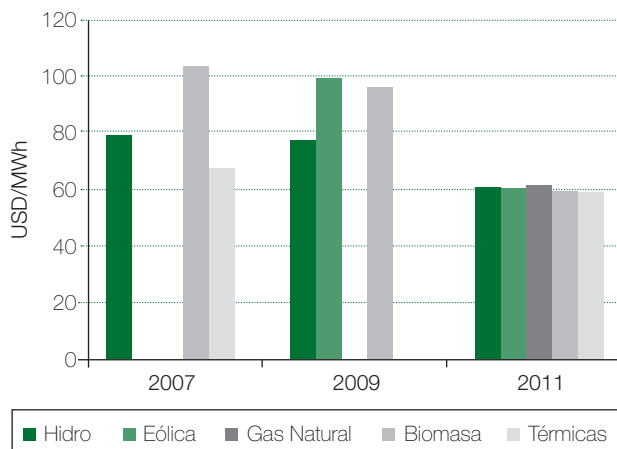
Paralelamente se han desarrollado subastas denominadas estructurales, para la contratación de grandes proyectos hidroeléctricos a construir, además de subastas realizadas para promover la utilización del gas natural en generación.

Más allá de la contratación de grandes proyectos hidroeléctricos, resulta de interés, a los efectos de evaluar el mecanismo de subastas, prestar especial atención a la evolución de la contratación de energías renovables.

En este sentido, se ha registrado en Brasil una importante reducción de los precios de adquisición de estas tecnologías.

El siguiente gráfico muestra la evolución de los precios medios de compra vigentes a 2011 de las distintas tecnologías a través de contratos adjudicados en subastas realizadas en diferentes años:

Gráfico 1. Evolución del precio de compra por tecnología en Brasil, valores en USD (2011)



Fuente: ANEEL.

Es decir, aplicando las fórmulas de actualización de precios previstas en los contratos asignados en subastas, con excepción de las hidroeléctricas contratadas en 2011, todas las demás tecnologías han experimentado reducciones significativas de precio en las subastas más recientes.

En términos sencillos, una central eólica contratada en una subasta de 2009 vende en 2011 su energía a un precio levemente inferior a USD/MWh 75, mientras que una central de las mismas características contratada en una subasta de 2011 vendería su producción a USD/MWh 60.

En el caso de hidroeléctricas existe una mayor dispersión de costos debido a las particularidades de cada proyecto. Adicionalmente, al haberse contratado en años anteriores grandes proyectos hidroeléctricos a precios muy competitivos, es de esperar que en el futuro los precios de contratación de esta tecnología experimenten incrementos.

En el caso de renovables como biomasa en base a bagazo o eólicas, la dispersión de costos entre proyectos de una misma tecnología es mucho menor, por lo que la reducción de precios de contratación entre subastas obedece a otros factores, tales como escala de la industria o mejoras en las condiciones de acceso al crédito. El traslado de estas mejoras a los precios es también un indicador de que las subastas son competitivas, trasladándose al consumidor el beneficio asociado a las mejoras en los costos.

Sin duda, estos resultados muestran un efecto positivo obtenido a lo largo de los años, reduciendo finalmente los costos unitarios sectoriales. Sin embargo, a luz de los resultados observados, existen en la actualidad algunos cuestionamientos a los contratos asignados en subastas pasadas, por considerarlos poco competitivos frente a los asignados más recientemente.

Los cuestionamientos se centran en las fórmulas de ajuste de los precios de los contratos, que emplean variaciones de índices de precios al consumidor locales en la medida que los contratos están pactados en reales. Como consecuencia de tales ajustes es que ocurren situaciones en las que dos plantas de generación similares, con tecnologías similares, estén simultáneamente contratadas a precios que difieren significativamente entre sí.

Ante la situación planteada es de relevancia tener en cuenta los aspectos conceptuales fundamentales sobre los que se basan los esquemas de subastas para la contratación de largo plazo. Entre ellos, uno de los más importantes es el relativo a quién toma las decisiones de realizar las inversiones y en qué oportunidad. En el esquema de mercado vigente con anterioridad al nuevo modelo esas decisiones eran confiadas precisamente al mercado. Es decir, participantes del mercado decidían libremente qué inversión realizar y cuándo realizarla, asumiendo como contrapartida los riesgos de error en tales determinaciones: si el proyecto seleccionado no es competitivo, las consecuencias recaen en quien tomó la decisión de ejecutarlo.

En el modelo de subastas es el Estado, a través de sus instituciones, quien determina qué inversión hacer y cuándo hacerla. Y en consecuencia subasta la compra de su energía, encargándose el sector privado de conseguir el financiamiento de la inversión, la que es recuperada justamente a través de la venta de energía. En un mercado que ha demostrado hasta el presente un buen nivel de competencia en las subastas como el brasileño, con numerosas ofertas en cada una de ellas, los precios obtenidos son los que en ese momento reflejan la estructura de costos de desarrollar y operar tales inversiones.

La diferencia de precios para tecnologías similares que hoy se pone de manifiesto es un reflejo de las condiciones reinantes en el momento en que se realizaron las respectivas contrataciones. Precisamente el modelo de subastas cancela el riesgo de ingresos al inversor porque el mismo no toma la decisión de desarrollar nueva generación.

La discusión planteada en Brasil, en consecuencia, es el reflejo de las decisiones oportunamente tomadas por el Estado en representación de la demanda a abastecer, y por lo tanto es consistente en que el riesgo precio no sea trasladado al inversor.

La experiencia reciente en Colombia: performance del Cargo por Confiabilidad en situaciones críticas

La experiencia del año seco 2009-2010 (fenómeno del Niño) fue analizada por la Superintendencia de Servicios Públicos de Colombia, particularmente en el Informe N° 55² del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista.

2. Informe N° 55 "Aspectos Relevantes del MEM 2010", del 13 de diciembre de 2010, disponible en: <http://www.superservicios.gov.co/MEM/archivos/informesexpert/informe55.pdf>.

Esta experiencia es relevante pues, si bien aún estaban en desarrollo los proyectos de nuevas centrales asignadas con Cargo por Confiabilidad en la subasta de 2008, se trataba de la primera prueba a la que se sometía el mecanismo en términos de requerir a los generadores existentes la entrega de la energía firme comprometida.

El resumen ejecutivo del mencionado informe indica:

El año 2010 se caracteriza por dos períodos hidrológicos opuestos, de enero a mayo con una hidrología seca correspondiente al fenómeno del Niño que se inició en 2009 y otro con hidrología de Niña que ocurre desde el mes de julio.

Durante el período seco, se presentaron precios elevados que cayeron al final del fenómeno del Niño; sin embargo, durante enero y febrero el nivel del precio de bolsa fue bajo para la situación de Niño, lo cual obedeció a estrategias utilizadas por los generadores para optimizar sus resultados, especialmente frente a las modificaciones regulatorias del mercado. En el segundo semestre del año, el nivel agregado del embalse se recuperó a sus valores históricos; no obstante lo anterior, el precio promedio en los meses de septiembre y octubre superó el de los años anteriores al año 2009, mostrando menor volatilidad en horas de alta demanda; finalmente en noviembre, con la Niña en su máxima severidad, el precio de bolsa presentó una caída por debajo de los niveles históricos.

...

El cargo por confiabilidad mostró algunas debilidades, en el sentido en que las señales no fueron suficientes para conservar las reservas de agua en niveles prudentes, debido a que el precio de escasez impuso acotamientos a los precios de oferta de las hidráulicas. Este hecho no resta méritos al mecanismo de confiabilidad, en la medida en que gracias al cargo se aseguró la entrada de nuevas plantas. Además, cuando los contratos de suministro de gas en firme para las plantas térmicas incluyen cláusulas que permiten una indemnización en caso de falla en el suministro, se elimina la firmeza comprometida por la planta para la remuneración del Cargo por Confiabilidad.

El informe ratifica así el mecanismo del Cargo por Confiabilidad como un instrumento adecuado para promover el desarrollo de la generación, observando que ciertos aspectos específicos de su aplicación, tales como los incentivos de corto plazo que cada generador percibe ante una situación de crisis, pueden provocar que éstos, en particular los hidroeléctricos, prefieran maximizar ingresos rápidamente utilizando las reservas de agua acumuladas en sus embalses, aun incurriendo en eventuales incumplimientos posteriores en la entrega de energía firme, en virtud de que la situación crítica por baja hidrología se presenta por varios meses.

La situación descrita, posible además por la existencia de cierto poder de mercado por parte de la oferta, determinó la intervención directa del gobierno en el Mercado Eléctrico Mayorista en aspectos críticos de la operación (suministro de combustible a centrales, operación de hidroeléctricas), de manera tal de garantizar el suministro de la demanda.

Al respecto, el mencionado informe concluye:

Bajo circunstancias de crisis, es necesario evitar intervenciones gubernamentales del mercado, para lo cual se requiere contar con suficiente antelación con un esquema regulatorio que pueda asegurar la confiabilidad del SIN³; a este respecto el CSMEM⁴ considera muy positivos los esfuerzos que viene realizando la CREG⁵.

Es síntesis, ante la situación de crisis presentada por escasa disponibilidad del recurso hidroeléctrico, se consideró que en términos generales el Cargo por Confiabilidad es un mecanismo adecuado para promover los proyectos de generación eléctrica en Colombia, y que requiere de ajustes en aspectos de detalle, de manera tal de garantizar que los generadores tendrán los incentivos adecuados para entregar sus obligaciones de energía firme en forma apropiada bajo condiciones de escasez de oferta.

La experiencia reciente en Chile: el nivel de competencia en las licitaciones

A diferencia de la mayoría de los demás países de la región, los mecanismos de contratación a largo plazo de energía eléctrica en Chile no discriminan entre nueva generación y generación existente.

En este sentido, en las licitaciones para contratación a largo plazo de clientes regulados, compiten empresas que pueden respaldar ese suministro tanto con centrales existentes o futuras, o una combinación de ellas.

En el año 2011 el gobierno de Chile encargó a una comisión constituida *ad hoc* por expertos, denominada CADE (Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico), un análisis amplio de la situación del mercado eléctrico en Chile, y que sobre el mismo formulara recomendaciones para enfrentar los problemas que se hayan identificado, y propuestas para viabilizar el desarrollo sustentable del sector.

Respecto a la contratación a largo plazo, el informe⁶ presentado por la CADE en noviembre de 2011 realiza las siguientes consideraciones:

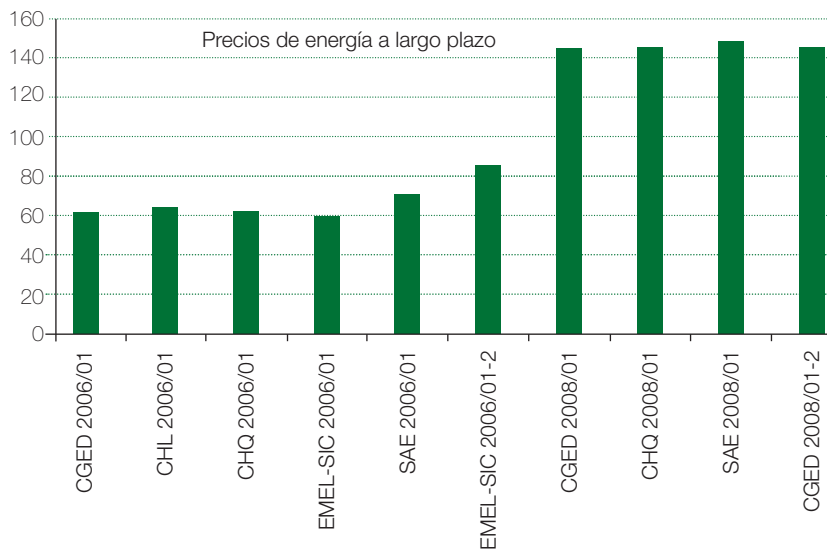
3. SIN: Sistema Interconectado Nacional.
4. CSMEM: Comité de Seguimiento del Mercado Eléctrico Mayorista, constituido en la Superintendencia de Servicios Públicos.
5. CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organismo regulador del sector eléctrico colombiano.
6. Disponible en <http://www.minenergia.cl/documento/descargar/id/5472>.

El modelo regulatorio eléctrico chileno tuvo un cambio importante el año 2005, reemplazando un esquema centralizado en el que el Estado determinaba tarifas finales de generación para clientes regulados por una solución de mercado. Se definió un mecanismo de licitaciones de contratos de largo plazo de suministro eléctrico de las empresas distribuidoras, que obliga a estas últimas a contratarse a través de licitaciones públicas abiertas. Se pretendía así instaurar un mercado de ofertas de generación que asegurara el abastecimiento futuro.

El mecanismo de licitaciones logró su objetivo de reactivar las inversiones en el mercado eléctrico chileno. Sin embargo, ha preocupado la creciente falta de competencia en el proceso de licitaciones, con precios crecientes, discriminación negativa de nuevos y/o pequeños participantes, ausencia de estímulos de distribuidoras a lograr contratos confiables y competitivos, y el privilegio de estrategias comerciales de indexación de precios más que el control de riesgos de precios de combustibles. Por otra parte, los resultados de estas licitaciones muestran la ausencia de nuevos participantes relevantes, pues la energía de base contratada proviene esencialmente de los tres grupos principales del SIC.

En efecto, los precios de compra obtenidos en sucesivas licitaciones muestran niveles crecientes, tal como se observa en el siguiente gráfico, en el que se incluyen los precios de las sucesivas licitaciones llevadas a cabo en los cuatro primeros años de implementación del mecanismo.

Gráfico 2. Evolución del precio de contratación a largo plazo en Chile, valores en USD (2010)



Fuente: CNE.

La recomendación general de la CADE en este sentido ha sido la siguiente:

Las propuestas que esta Comisión recomienda implementar en relación con el desarrollo de las licitaciones, detalladas ampliamente en el informe, van orientadas a lograr levantar barreras a la competencia en contratos de largo plazo con las empresas distribuidoras, posibilitando la entrada de nuevos generadores y alcanzar la reducción de precios del mercado en el largo plazo, con energías seguras, económicas y sustentables.

El diagnóstico identifica barreras a la competencia de tipo horizontal en las licitaciones organizadas, y propone avanzar en acciones que logren levantar las mismas. En el capítulo dedicado a la actividad de generación, la CADE expresa:

En el análisis de más largo plazo, la Comisión percibe, en primer lugar, que existe una falta de desafíos competitivos a las empresas generadoras existentes, por las crecientes barreras de entrada que enfrentan nuevos proyectos de generación y transmisión, ya sea por la compleja y lenta aprobación de permisos, como por la creciente oposición ciudadana a desarrollos de infraestructura de generación y transmisión. En segundo lugar, existe un atraso relevante en la reglamentación de las leyes cortas I y II, que agregan incertidumbre a nuevos inversionistas. Tercero, se ha criticado la supuesta importante concentración de derechos de agua no consuntivos, la que posibilitaría ejercer poder de mercado retrasando inversiones en centrales hidroeléctricas. La supervisión sobre el eventual poder de mercado que pudiera ejercerse por los propietarios de derechos de agua es responsabilidad de la institucionalidad de libre competencia del país.

Los inconvenientes detectados en Chile están relacionados con la estructura de la oferta en su mercado eléctrico. Se ha implementado un mecanismo que viabiliza la contratación de largo plazo, con resultados positivos en términos de dinamizar nuevas inversiones, pero al diagnosticarse falta de competencia en las licitaciones existe riesgo de ocurrencia de ineficiencias que afectan a la competitividad sectorial en forma conjunta. De allí la relevancia de eliminar las barreras que afectan la participación de nuevos inversores en las licitaciones, tal como recomienda la CADE.

Consideraciones generales

De acuerdo a los factores identificados como relevantes para la evaluación de los mecanismos de subasta implementados para promover el desarrollo de inversiones de generación, aplicables a su vez a todos los mecanismos de desarrollo de este tipo de infraestructura que se implementen, y en base al relevamiento y diagnóstico realizado, es posible realizar una caracterización de las problemáticas salientes identificadas en cada uno de los países, en el marco de resultados que a escala regional

son auspiciosos, para lograr el compromiso de un importante nivel de inversión en generación de electricidad.

- **Señales a la inversión/nivel de competencia en subastas**
 - Es clave que las señales provistas a la inversión en la licitación o subasta sean representativas del futuro esperado, y que las mismas permitan la libre participación de la mayor cantidad de oferentes posible.
 - En este sentido, los problemas identificados en los criterios de asignación de la licitación efectuada en Guatemala, y como consecuencia posterior a la llevada a cabo en El Salvador, pueden ser encuadrados como falencias en este rubro.
 - Asimismo, los problemas de nivel de competencia identificados en Chile determinan que, si bien se logra la contratación de largo plazo, la misma resulta a precios que progresivamente han resultado poco eficientes.

- **Mecanismos de financiamiento:**
 - Los inconvenientes evidenciados en Argentina para la contratación de largo plazo de la producción de energía eléctrica en base a recursos renovables son una consecuencia de recurrir a un mecanismo –como es este tipo de contratación– cuyo éxito se basa en contar con buen acceso al crédito internacional, en un contexto de fuertes dificultades para ese tipo de crédito.
 - En consecuencia, en este tipo de situaciones, es recomendable implementar mecanismos de financiamiento consistentes con el escenario macroeconómico, tal como una mayor participación de fondos públicos en forma directa o indirecta en el financiamiento, tal como se prevé en situaciones como las de Venezuela.

- **Capacidad de gestión/ejecución:**
 - Este aspecto es crítico cuando se logra consistencia entre esquemas de financiamiento y política económica, y se vincula a la capacidad de las instituciones o empresas que deben llevar a cabo el desarrollo de las inversiones para gestionarlas y ejecutarlas en tiempo y forma. En este sentido, la introducción de la participación privada, no solo en el financiamiento sino en la ejecución y la operación de los proyectos, ha mejorado este aspecto que resultaba crítico en muchas de las empresas públicas que realizaban esas funciones.
 - Es por ello que es el factor crítico a mejorar en los países en los cuales, consistentemente con sus políticas económicas, se ha decidido que sean las empresas públicas las que estén a cargo de todas estas tareas. Tal es el caso de Ecuador y Venezuela, a los que se agrega Bolivia en el marco de su política de nacionalización de las empresas de generación eléctrica.
 - En el caso de Uruguay, el éxito reciente obtenido en las licitaciones de energía renovable implica un avance en esta materia.

- **Sustentabilidad sectorial**

- Las contrataciones que se realicen deben poder, finalmente, ser sostenidas con los ingresos propios del sector, incluida eventualmente una política de subsidios que sea sustentable en el contexto económico de cada país. En este sentido, México ha logrado buenos resultados en los factores anteriormente listados, pero tiene aún una asignatura pendiente en este rubro dado que el esquema implementado requiere el auxilio de las finanzas públicas en virtud de la política tarifaria aplicada.
- Potencialmente es un riesgo que debe ser monitoreado en países que están siendo exitosos en las políticas de contratación, pero que presenten progresivamente presiones para mejorar la competitividad de sus economías en escenarios internacionales menos favorables, tales como Brasil, Colombia y Perú.
- Este aspecto es actualmente crítico en Argentina, pues la política tarifaria aplicada, que es consistente con la política económica vigente, está implicando subsidios al sector fuertemente crecientes, con el consiguiente impacto en las cuentas fiscales.



Conclusiones

La región ha dado una respuesta activa frente a un escenario energético mundial caracterizado por la inestabilidad de precios de los combustibles, dando un rol más preponderante al Estado en las decisiones de desarrollar nueva generación eléctrica, con el objetivo de garantizar el suministro de la demanda futura de electricidad a precios competitivos.

Esta respuesta marca asimismo un cambio de dirección, de mayor o menor magnitud según el caso, con respecto a las reformas de mercado implementadas anteriormente en forma masiva en la región. Se cambió el paradigma de “competencia en el mercado” por el de “competencia por el mercado” para garantizar el suministro de electricidad a nivel mayorista en condiciones de eficiencia.

Es decir, en un escenario internacional de mayor inestabilidad, los Estados se involucraron en mayor medida en las decisiones sectoriales, para evitar la profundización de los modelos de mercado, que era la tendencia previa que se venía registrando vía la desregulación progresiva de los mismos.

El cambio de los actores que toman las decisiones requiere una reasignación consistente de los riesgos. Se están presentando debates en la actualidad que se vinculan con esta reasignación de riesgos, tales como los relacionados a los criterios de actualización de precios de contratos de largo plazo en Brasil. Una asignación no consistente de riesgos respecto de las tomas de decisión referentes al desarrollo de inversiones conducirá inevitablemente a una pérdida de la eficiencia sectorial.

Asimismo, la centralización de decisiones y la reasignación de riesgos requieren extremar las precauciones para garantizar la competencia en los procesos de asigna-

ción de contratos de largo plazo. Asignaciones poco eficientes perdurarán muchos años, dada la inflexibilidad de tales contratos respecto de los esquemas de mercado preexistentes. En este sentido, las experiencias de Chile, y en cierta medida Colombia, resultan relevantes.

La consistencia entre esquemas de financiamiento y mecanismos de promoción de desarrollo de generación eléctrica es también un factor de importancia. La implementación de mecanismos previstos para esquemas de financiamiento poco factibles en el contexto de la política económica vigente en cada país puede afectar el adecuado desarrollo de la infraestructura de generación eléctrica necesaria para dar soporte al desarrollo sostenible, tal como ocurre en Argentina con la licitación de la contratación de generación en base a fuentes renovables.

Finalmente, en aquellos casos de mayor presencia del Estado en el desarrollo de la infraestructura, la eficiencia y eficacia de la gestión por parte de las instituciones o empresas públicas que deben desarrollar las inversiones representan quizás el aspecto más relevante a considerar para garantizar el éxito de las políticas implementadas. Un déficit de eficiencia afecta a la sostenibilidad sectorial, pues se requerirán a lo largo del tiempo aportes crecientes de fondos públicos para garantizar el suministro a tarifas representativas de costos, o bien se afectará a los consumidores, y a la competitividad de la economía en general, a través de tarifas no representativas.

El adecuado tratamiento de todos estos factores en forma conjunta sin duda conforma una condición ineludible para garantizar el suministro eléctrico en condiciones de eficiencia, y consecuentemente, de manera sostenible, construyendo así uno de los pilares esenciales del desarrollo sustentable.

En este sentido la región ha dado respuestas efectivas en escenarios internacionales complejos. Las experiencias vividas en la materia en los últimos tiempos, tales como las reflejadas en este documento, constituyen en su conjunto un patrimonio de fundamental importancia para garantizar el anhelado desarrollo sustentable.



Referencias bibliográficas

- **Brasil:** ANEEL (2011). *Resultado das licitações - leilões de geração (2005 a 2011)* Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.aneel.gov.br>
- **Colombia:** XM S.A. E.S.P. como Administrador de la Subasta de OEF 2015-2016 (2012). *Obligaciones de energía firme asignadas en la subasta de OEF 2015-2016*. Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.xm.com.co>
- **Guatemala:** CNEE (2010) *Licitación abierta PEG 1/2010 Guatemala*. Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/index.html>
- **Panamá:** ETESA (2012). *Sección Compras de Energía y/o Potencia - Documentos del acto (LPI ETESA 02/10, LPI ETESA 03/10 y LPI ETESA 05/11)* Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.etsa.com.pa/compras.php>
- **Perú:** OSINERGMIN (2012). *Sección: procesos de licitación pública*. Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www2.osinerg.gob.pe/>
- **Uruguay:** Gerencia de Sector Compras y Contratos, UTE (2011). *Contratos especiales de compraventa de energía eléctrica en el marco del decreto del poder ejecutivo n° 159/011 – Número de compra K41938*. Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.ute.com.uy>