



REVISIÓN DE LOS MECANISMOS INTERNACIONALES DE LICITACIÓN DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME FINAL

PREPARADO PARA



29 de diciembre de 2011

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento corresponde al Informe Final del estudio “Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica”, desarrollado por Systep Ingeniería y Diseños S.A.

El objetivo general del presente estudio es realizar un análisis de los mecanismos de licitación de suministro de energía eléctrica en Chile, identificando las ventajas y desventajas tanto del mecanismo nacional como de otros mecanismos comparables a nivel internacional. Esto, con el fin de proponer posibles perfeccionamientos que se puedan introducir al mercado eléctrico chileno.

El estudio plantea una visión global de los mercados de largo plazo, a partir de la cual se realiza el análisis comparativo, el diagnóstico de la aplicación chilena y las proposiciones de perfeccionamientos.

A continuación se indican los principales resultados obtenidos en el desarrollo del estudio.

I. Elementos fundamentales de mercados de largo plazo

Formación de precios en el largo plazo

Los precios de largo plazo, formulados en un contexto de contratos de largo plazo, tienen la particularidad que se determinan bajo condiciones más extremas de incertidumbre. Esto debido a la escala de tiempo utilizada generalmente en estos contratos, la cual puede extenderse hasta un periodo de 15 años.

Consecuentemente, los precios de contratos son determinados mediante el análisis de un conjunto de escenarios creíbles a futuro, siendo los más restrictivos aquellos que pueden producir consecuencias adversas para las partes. En este contexto, el precio de largo plazo se puede utilizar como una variable de control en un proceso de contratación, donde el generador puede, mediante la suma de una *prima*, minimizar las consecuencias de los eventos desfavorables.

No obstante, el precio no es la única variable de control y el diseño de las reglas es importante para introducir flexibilidades. Por ejemplo, sin la introducción de la indexación a costo marginal en los contratos firmados con las distribuidoras eléctricas en Chile, durante los años 2010-2012, los generadores hubiesen ofertado precios más altos que los observados en las licitaciones correspondientes.

Es claro así que la oferta a precios altos no es necesariamente reflejo del ejercicio del poder de mercado de los oferentes, sino que puede ser ocasionada por el diseño inadecuado de un conjunto de reglas de mercado. De hecho, en el ejemplo anterior existía una necesidad (en la estructura inicial sin indexación al costo marginal) de minimizar el impacto de situaciones muy adversas mediante el precio del contrato. Esto además llevaría a mayores retornos futuros, pero es la necesidad de cobertura la que primeramente dominaría la decisión.

El efecto del riesgo en los precios se puede ver además integrado con la falta de competencia. En efecto, en una licitación que resulta parcialmente desierta no existe ninguna restricción para ofertar un precio igual al máximo si los generadores pueden pronosticar una falta de competencia en la licitación.

Diseño

Es importante considerar que el diseño de las licitaciones de las empresas distribuidoras en Chile conforma la estructura principal del mercado de largo plazo. Este mercado de largo plazo debe ser el adecuado para asegurar un conjunto de precios eficiente para la demanda, pero además atractivo y estable para asegurar niveles de inversión en generación-transmisión. Así, no es el diseño de una licitación el objetivo principal, sino que el diseño de un mercado regulado de contratos *forwards* y opciones *call* donde las licitaciones formen el *marketplace* para dichos instrumentos.

En la literatura existen varios trabajos acerca de cómo diseñar un adecuado mercado de largo plazo que permita complementar adecuadamente la presencia del mercado spot. Algunos de estos elementos teóricos ya se han llevado a la práctica con buenos resultados en países como Colombia y Brasil.

II. Elementos conceptuales de una licitación de suministro

En este informe, se describen, comparan y analizan los mecanismos de licitación de suministro eléctrico de Brasil, Chile, Colombia, Perú e Illinois en base a los siguientes elementos conceptuales:

1. Mecanismo de adjudicación, despeje, casación o *clearing*: que corresponde al conjunto de reglas que permite determinar los pagos y el conjunto de oferentes ganadores. Estas reglas pueden ser
 - a. de sobre cerrado (e.g. Chile, segunda fase en Brasil y Colombia),
 - b. reloj descendente (e.g. Brasil, Colombia, Illinois y nuevo mecanismo en Perú),
 - c. multi-etapa (e.g. todos los países estudiados).
2. Grado de centralización del proceso: el cual se refiere si la licitación es realizada conjuntamente entre varios distribuidores (e.g. Chile), individualmente (e.g. Chile segundo llamado), coordinadamente a nivel sistémico y ejecutada por el agente regulador (e.g. Brasil, Colombia, Illinois), etc.
3. Existencia de precios máximos: que permiten eliminar aquellas ofertas excesivamente costosas. La publicación (como en el caso de Chile) o no (como en Perú) de dichos precios también se considera un elemento conceptual relevante.
4. Diseño de contratos y bloques de demanda: que determina:
 - a. la existencia de bloques discretos (e.g. Chile) o continuos (e.g. Brasil),
 - b. la revelación anticipada de la demanda a los oferentes (e.g. Chile) o no (e.g. Brasil),

- c. proyecciones de demanda por parte de las distribuidoras y penalidades establecidas, etc.,
- d. la existencia de contratos complementarios para el diseño de carteras optimas,
- e. La existencia de contratos estandarizados.
5. Existencia de discriminaciones positivas: que permiten la separación de contratos para generación nueva y existente, contratos especiales para renovables, licitaciones especiales de corto plazo, etc. (como en Brasil y Colombia)
6. Evaluación de indexadores (e.g. Brasil) o no (e.g. Chile) durante el proceso de adjudicación.
7. Tiempos y calendario del proceso: el cual define el periodo:
 - a. necesario para la construcción de nuevas unidades,
 - b. necesario para la evaluación de ofertas,
 - c. de suministro.
8. Garantías de cumplimiento: que salvaguardan los acuerdos del contrato.

El comportamiento de los países respecto a los elementos mencionados anteriormente se divide, a nivel general, en dos conjuntos: (a) Chile y Perú con características más similares, y (b) el resto de los países estudiados. No obstante, es importante mencionar que Perú ya ha iniciado un proceso de reformas que propone migrar hacia un nuevo proceso más similar al brasilero.

III. Descripción general de los mecanismos internacionales

Característica	Brasil	Colombia (carga por confiabilidad)	Perú	Illinois (2006)	Chile
Matriz	hidro 75% térmica 25%	hidro 65% térmica 35%	hidro 60% térmica 40%	nuclear 50% térmica 50%	hidro 40% térmica 60%
Crecimiento de demanda por año	5-6%	4-6%	5-8%	3-4%	4-6%
Objetivos de la contratación	Atraer inversionistas para aumentar la capacidad. Regulación de precios.	Atraer inversionistas para aumentar la capacidad	Atraer inversionistas para aumentar la capacidad	Suministro confiable de las empresas de distribución	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad. Regulación de precios
Competencia de distintas tecnologías en un proceso	Proyecto específico, tecnología específica y toda la energía	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos
Grado de centralización	Licitaciones conjuntas organizadas por el gobierno	Licitación conjunta para asegurar la confiabilidad y cerrar la brecha entre la oferta y la demanda, organizado por una agencia del gobierno	Las compañías distribuidoras gestionan y organizan la licitación, posibilidad de licitaciones conjuntas	Las compañías distribuidoras gestionaban y organizaban la licitación hasta el 2006. Posterior lo hace la Agencia de Energía.	Las compañías distribuidoras gestionan y organizan la licitación (previa revisión de la CNE), posibilidad de licitaciones conjuntas
Compradores	Usuarios regulados	Todos los consumidores	Usuarios regulados, pero los consumidores libres pueden ser incluidos	Usuarios regulados	Usuarios Regulados

Característica	Brasil	Colombia (carga por confiabilidad)	Perú	Illinois (2006)	Chile
Vendedores	Por separados nuevos generadores y generadores existentes	Existentes y nuevas fuentes de energía con incentivos diferenciados	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación
Responsable de la previsión de carga	Cada período de licitación las empresas de distribución informan su pronóstico de carga a las empresas de suministro	El regulador proporciona la demanda total del sistema, es el puente entre el generador y el distribuidor.	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución
Período de gracia	1,2 y 3 años de gracia a los contratos de 1,5 y 15 años, vinculados a la energía certificada	de 3 a 7 años adelante	3 años en adelante para cualquier período de hasta 15 años	1 año	3 años en adelante para cualquier período de hasta 15 años
Total hasta la fecha	31	3 de reloj descendente. 1 GPPS	6	1 de este tipo. (3 en el nuevo esquema)	4 SIC + 1 SING
Volumen¹ (GW o aGW²)	57 aGW	3.5 GW	3.0 aGW	30 GW	3.4 aGW
Proceso de licitación	Licitación 2 fase híbrida	Reloj descendente para $t \leq 4$ años. Sobre cerrado $4 < t \leq 10$ años	Sobre cerrado	Reloj descendente	Sobre Cerrado, licitación combinatorial.
Decisiones de política energética	Licitaciones específicas de tecnologías y proyectos	Compiten todas las tecnologías juntas. En renovables sólo han participado minihidros	Hay licitaciones de energía renovables	Actualmente hay incentivos para renovables	Compiten todas las tecnologías juntas
¿Con qué frecuencia se organizan licitaciones?	Licitaciones regulares organizadas por el estado	Licitaciones periódicas organizadas por el regulador	El comercializador decide	El comercializador decide. Desde el 2008 coordinado con la Agencia de Energía	El comercializador decide

Tabla 1. Resumen de experiencia internacional

Los mecanismos de licitación estudiados en Brasil, Colombia y Perú tienen el mismo objetivo que el mecanismo en Chile: renegociar contratos e incorporar energía nueva a precios que resulten de un proceso competitivo de ofertas. Para estos tres países, las licitaciones de contratos forman el mecanismo principal para negociar contratos de largo plazo con clientes regulados. El caso de Illinois, si bien esta más alejado de esta realidad, es interesante de analizar por los problemas que ha presentado el diseño del producto licitado, más que el estudio del diseño de la licitación y su interacción con la estructura de mercado de largo plazo.

¹ Moreno, R., Barroso, L. Rudnick, H., Flach, B., Bezerra, B. Mocarquer, S., Regulating Generation Investment in Latin America: Future Challenges, IAEE's Energy Forum – Second Quarter Spring 2011, pp. 35-39.

² Average MW = MW promedio

IV. Análisis de la experiencia internacional de licitaciones

Los casos presentados en este informe muestran ventajas, desventajas, problemas, resultados y características de los cuales el regulador en Chile puede sacar interesantes conclusiones. A continuación, se resumen los principales puntos de utilidad que podrían servir para extraer lecciones.

Brasil:

En Brasil, los siguientes elementos se consideran como positivos:

1. Múltiples tiempos de inicio de suministro diseñados coordinadamente a 1, 3 y 5 años a futuro. Esto permite dar una mayor flexibilidad a las carteras tanto de generación como de distribución.
2. Existencia de contratos estándares y agregación de la demanda en un único bloque. Esto conlleva a varias ventajas, como por ejemplo, permitir a las pequeñas empresas de distribución aprovechar las economías de escala.
3. Determinación de peajes de transmisión en el horizonte de contratación previo a la licitación. Esto permite eliminar las primas por riesgo que incluyen los generadores cuando no conocen con certeza sus costos de red.
4. Test de coherencia de costos, lo cual impide que los generadores especulen con las ofertas (incluso bajo sus costos variables).
5. Evaluación de las formulas de indexación. Las cuales son proyectadas a futuro por el licitante con el fin de escoger las ofertas que realmente minimizan el costo total en el horizonte de contratación.
6. Test de firmeza de las ofertas. Donde se evalúa si las cantidades ofertadas son confiables ante situaciones donde el sistema está sometido a estrés (e.g. sequía).

Colombia:

En Colombia, los siguientes elementos se consideran como positivos:

1. Existencia de distintos instrumentos que aseguran suministro eficiente de energía y capacidad. El suministro de energía se contrata mediante licitaciones de *forwards* mientras que el suministro de capacidad se contrata mediante licitaciones de opciones tipo *call*.
2. Test de firmeza de las ofertas. Donde se evalúa si las cantidades ofertadas son confiables ante situaciones donde el sistema está sometido a estrés (e.g. sequía).
3. Medición ex-post del resultado de la licitación. Si las ofertas en la licitación no presentan mínimos estándares que garanticen la ejecución de un proceso competitivo (oferta insuficiente, competencia insuficiente o participación insuficiente), se considera que no existió una licitación normal y se modifican los precios mediante formulas regulatorias.

Perú:

En Perú, los siguientes elementos se consideran como interesantes de mencionar:

1. Hándicaps para generadores hidráulicos. Con esto se busca crear ventajas comparativas en la evaluación de las ofertas y fomentar la inversión en unidades hidroeléctricas.
2. Existencia de contratos de mediano plazo con restricciones de cobertura. Esto hace más flexible las carteras de contrato de las distribuidoras.
3. Precios máximos reservados, lo cual crea un grado de incertidumbre que podría impactar en los niveles de competencia de aquellos procesos con pocos participantes.

Illinois

En Illinois, los siguientes elementos se consideran como negativos:

1. La contratación bajo incertidumbres de volumen. En el caso de Illinois, los altos precios obtenidos fueron justificados por la prima de riesgo agregada por los generadores en las ofertas cuando enfrentaban contratos del tipo pague lo consumido.
2. La contratación con productos mal diseñados.

Por otro lado, se considera positivo que, al igual que en Colombia, Illinois cuenta con herramientas (en este caso una comisión) que determinan si los resultados de la licitación fueron competitivos y, si por lo tanto, se pueden aceptar (o no).

Del análisis tanto de los diseños como de los resultados de los mecanismos estudiados, se puede elaborar la Tabla 2 que muestra un resumen de las principales ventajas y desventajas de cada uno.

Caso	Ventajas	Desventajas
Brasil	Precios efectivos Alta cobertura de demanda Ingreso de varias tecnologías Ingreso de capacidad nueva Ingreso de renovables	Presencia de especuladores (solucionado) Riesgo de no concretización de la inversión renovable Alta intervención estatal (como organizador y ofertante)
Colombia (cargo por capacidad)	Precios efectivos, mecanismos de aprobación de precios post-licitación Alta cobertura de demanda Ingreso de capacidad nueva (por definición)	No hay incentivos a una variedad de tecnologías (en discusión)
Perú	Precios efectivos Incentivos a tecnologías hidráulicas (frente a los bajos costos del gas natural)	Baja cobertura (primeras licitaciones) Riesgo de no concretización de la inversión renovable

Caso	Ventajas	Desventajas
	Ingreso de capacidad nueva Ingreso de renovables	
Illinois	Mecanismos de aprobación de precios post-licitación	Precios ineficientes Problemas de cobertura

Tabla 2. Resumen de ventajas y desventajas en función del desempeño

V. Análisis de la experiencia nacional

La señal de largo plazo entregada por los procesos de licitación se presenta en la Tabla 3, donde se muestran los precios indexados resultantes de las licitaciones a julio del 2012³. Esta tabla incluye todos los contratos licitados a la fecha en el SIC.

Proceso	Generador	Precio oferta	Precio oferta indexado julio 2012	Inicio suministro	Precio promedio indexado julio 2012
		US\$/MWh	US\$/MWh		US\$/MWh
2006-1	Endesa	51	62	2010	75
	AES Gener	56	107		
	Colbun	54	73		
	Guacolda	55	87		
2006-2a	Endesa	61	57	2011	60
	Colbun	58	63		
2006-2b	AES Gener	66	72	2011	72
2008-1a	AES Gener	88	91	2010	108
	Campanario	100	103		
	Colbun	124	128		
	Endesa	102	105		
	Monte Redondo	111	114		
2008-1b	EMELDA	102	105	2010	103
	Endesa	100	103		
	EPSA	105	108		
	Monte Redondo	93	96		
2010-1a	Endesa	91	101	2013-2014-2015	100
	Puyehue	87	91		
	Panguipulli	89	92		
Precio Indexado Total Julio 2012					82

* Precios referidos a barras de oferta

a y b se refiere al primer y segundo llamado, respectivamente

Tabla 3. Señal de precios de largo plazo de los procesos de licitación

El promedio de precios de contratos está compuesto de varias ofertas aceptadas para cada uno de los bloques que fueron licitados en los distintos procesos. Estos bloques suman 27 si se consideran solamente los licitados durante los primeros llamados. La distribución de precios observada en los distintos bloques refleja una dispersión con una importante

³ Este cálculo supone indexadores (CPI y precios de combustibles) constantes desde última información disponible (septiembre 2011). En realidad, estos precios se pueden entender como la indexación a septiembre 2011, pero sin la componente de indexación a costos marginales. En julio 2012 termina dicha indexación.

participación de ofertas aceptadas sobre 100 US\$/MWh (precio en barra de oferta indexado a julio 2012). La distribución de costos asociados a los contratos licitados se muestra en la Figura 1.

Interesantemente, los precios altos se explican por una tendencia creciente en el tiempo, donde de hecho los precios más competitivos fueron ofertados en los primeros procesos de licitación 2006-1 y 2006-2 (ver Tabla 3). Los precios de los últimos procesos son comparativamente mayores a los observados en el resto de los países estudiados en este reporte.

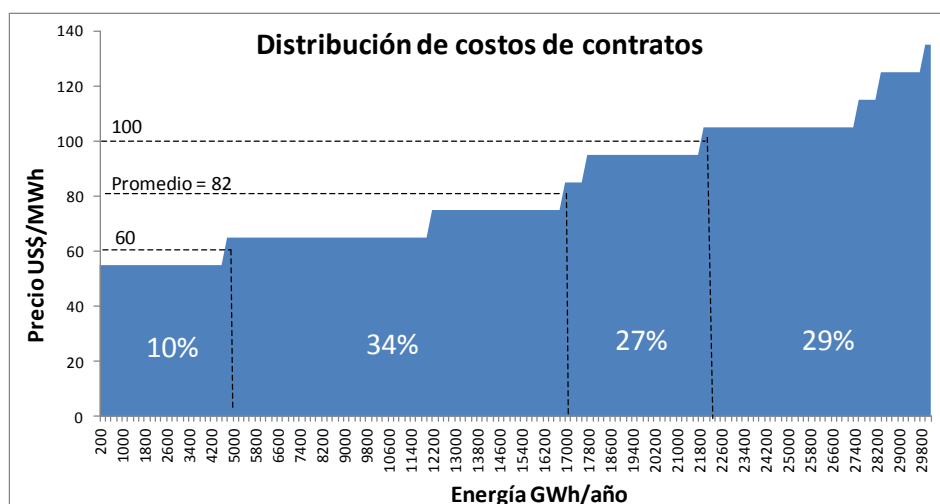


Figura 1. Distribución de precios de contratos históricos (precios en barra de oferta) en el SIC

En general, se demuestra en este estudio que los precios observados son consecuencia de un mecanismo que:

- no posee instrumentos ni flexibilidades que permitan enfrentar adecuadamente el riesgo del mercado. Por ejemplo, se puede observar:
 - una escasa variedad de distintos contratos con distintos horizontes de contratación que permitan enfrentar la incertidumbre en el crecimiento de la demanda,
 - la presencia de un calendario limitado en cuanto a los tiempos de evaluación de ofertas y construcción de nueva generación,
- presenta bajos niveles de oferta participante y no ha desarrollado herramientas para enfrentar la falta de competencia,
- presenta niveles de especulación de los ofertantes,
- presenta contratos que crean niveles de interés heterogéneo entre los ofertantes,
- presenta escasa participación de energía nueva,
- ha adjudicado ofertas con escasa energía firme,
- no determina adecuadamente a las ofertas ganadoras en la casación (i.e. el mecanismo de casación no escoge la opción de mínimo costo),

- no considera futuros escenarios ni incertidumbre (e.g. no considera indexaciones).

VI. Comparación de la experiencia nacional con el resto e identificación de ventajas y desventajas

De la comparación de los diseños de licitación entre los distintos países, es posible derivar la siguiente lista de ventajas y desventajas del mecanismo nacional.

Elemento característico	Ventaja	Desventaja
Casación		No adjudica a mínimo costo, no favorece la búsqueda del precio de mercado.
Grado de centralización	Más flexible en cuanto a la ejecución de la licitación.	Coordinación es sólo opcional, no cuenta con herramientas para minimizar el ejercicio de poder de mercado, permite a los distribuidores definir aspectos estratégicos en ausencia de incentivos (previa revisión de la CNE), no contempla niveles de confiabilidad.
Precios máximos	Existencia de un precio techo que internaliza el precio de mercado actual.	Precio techo es público y estático durante la licitación.
Diseño de contratos y bloques de demanda	Distribuidores realizan proyección de su propia demanda.	Existencia de contratos heterogéneos, inequitativa participación en el diseño de contratos y subóptima determinación de la cartera de contratos por parte de los distribuidores.
Discriminaciones positivas		Ausencia de productos exclusivos para capacidad nueva.
Indexación		No existe evaluación de los indexadores.
Escala de tiempos		Poca variedad de productos respecto a los tiempos (inicio de contrato y duración).
Otros		Ausencia del comercializador y de derivados.

Tabla 4. Ventajas y desventajas del diseño del mecanismo nacional

VII. Recomendaciones

Los resultados de las licitaciones no han sido satisfactorios en cuanto a los precios despejados. Si bien ha existido falta de competencia, se ha demostrado que existe un conjunto de problemas a nivel estructural que no han sido solucionados.

Para solucionar estos problemas, tanto la experiencia internacional como la literatura sugieren estructurar un mercado de contratos regulado para el corto, mediano y largo plazo. En este marco, la demanda no contratada de los distribuidores sería dividida periódicamente en distintos tipos de contratos estandarizados (con distintas escalas de tiempo respecto al inicio y la duración y distintas cláusulas) que se licitarían en distintos mercados (i.e. de corto, mediano y largo plazo) donde los generadores acudirían a ofertar. Aquí, los inversionistas con proyectos nuevos preferirían participar en aquellos mercados de largo plazo donde se les asegure un flujo de caja estable que viabilice sus inversiones, mientras que los generadores existentes participarían en mercados de más corto plazo. Los mercados de largo plazo tendrán el objetivo de mantener la confiabilidad del sistema eléctrico a precios económicos mediante el ingreso de nueva capacidad, mientras que los mercados de mediano y corto plazo asegurarán estabilidad en los ingresos para los generadores existentes. Aparte de las licitaciones de contratos *forwards*, derivados como las opciones *call* serían transados en el mercado de largo plazo de nueva capacidad. Este diseño regulatorio permite tanto a generadores como distribuidores tener un portafolio de contratos más flexible para enfrentar el riesgo asociado a los estados futuros del mercado de manera más económica.

Para estructurar este sistema de licitaciones de suministro, Systep recomienda:

Cambios de corto y mediano plazo al modelo de licitaciones:

1. Aplicar un mecanismo de adjudicación que sea de mínimo costo (y riesgo si se consideran niveles de aversión) y reglas que regulen situaciones de falta de competencia.
2. Implementar la evaluación de indexadores en la adjudicación y reglas que regulen situaciones de manipulación.
3. Aumentar la participación del regulador y el nivel de estandarización del proceso y los contratos (e.g. agregación de la demanda total).
4. Diseñar contratos estándares que reflejen los intereses de distribuidores/comercializadores, generadores y banca.
5. Separar las licitaciones de capacidad nueva y existente.
6. No separar licitaciones de energías convencionales y ERNC.
7. Instaurar licitaciones de contratos con tiempo de inicio acorde a la naturaleza de los oferentes.
8. Modificar la aplicación de precios máximos y construir una curva de demanda elástica.
9. Instaurar una medida de firmeza para las capacidades ofertantes.
10. Remunerar según la energía contratada y establecer incentivos y mecanismos que permitan realizar una proyección de demanda de mínimo error.

Cambios de mediano plazo al modelo de mercado:

11. Exponer a la demanda a mercados de corto y mediano plazo e implementar opciones *call*.
12. Incorporar la figura del comercializador.

Estas propuestas son coherentes y complementarias al conjunto de recomendaciones publicadas recientemente por la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE)⁴.

⁴ <http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	16
1.1	<i>Antecedentes</i>	16
1.2	<i>Objetivos</i>	16
1.3	<i>Desarrollo del estudio</i>	16
2	ELEMENTOS FUNDAMENTALES EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS DE LARGO PLAZO	19
2.1	<i>Formación de precios de largo plazo</i>	19
2.1.1	<i>Riesgo</i>	19
2.1.2	<i>Nivel de competencia</i>	27
2.2	<i>Estado del arte en instrumentos y estructura de mercados de largo plazo</i>	28
2.2.1	<i>Mecanismo de opciones call de energía</i>	28
2.2.2	<i>Estructura de mercados regulados de corto, mediano y largo plazo</i>	30
3	ELEMENTOS CARACTERÍSTICOS DE UNA LICITACIÓN DE CONTRATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	32
3.1	<i>Conceptos básicos en licitaciones de suministro.....</i>	32
3.2	<i>Mecanismos de licitación relevante al caso eléctrico</i>	33
3.3	<i>Objetivos del mecanismo</i>	36
3.4	<i>Función de demanda y definición de productos</i>	36
3.5	<i>Precios máximos</i>	36
3.6	<i>Indexadores.....</i>	37
3.7	<i>Parámetros de tiempos en la licitación (planificación, construcción, duración de contratos).....</i>	37
3.8	<i>Fiscalización, centralización y participación de otros agentes.....</i>	39
3.9	<i>Garantías de cumplimiento y participación</i>	39
3.10	<i>Política energética.....</i>	39
4	EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LICITACIONES: DESCRIPCIÓN, ASPECTOS POSITIVOS Y NEGATIVOS.....	41
4.1	<i>Brasil.....</i>	41
4.1.1	<i>Descripción del diseño y composición del mercado</i>	41
4.1.2	<i>Descripción general del mecanismo de licitación.....</i>	43
4.1.3	<i>Descripción de aspectos destacados del mecanismo.....</i>	47
4.2	<i>Colombia.....</i>	49
4.2.1	<i>Descripción del diseño y composición del mercado</i>	49
4.2.2	<i>Descripción general del mecanismo de licitación.....</i>	53
4.2.3	<i>Descripción de aspectos destacados del mecanismo.....</i>	58

4.3	<i>Perú</i>	59
4.3.1	Descripción del diseño y composición del mercado.....	59
4.3.2	Descripción general del mecanismo de licitación.....	65
4.3.3	Descripción de aspectos destacados del mecanismo.....	68
4.4	<i>Illinois</i>	69
4.4.1	Descripción del diseño y composición del mercado.....	69
4.4.2	Descripción general del mecanismo de licitación.....	70
4.4.3	Descripción de aspectos destacados del mecanismo.....	73
4.5	<i>Comparación de elementos principales</i>	73
5	EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LICITACIONES: DESEMPEÑO Y PROBLEMAS	75
5.1	<i>Brasil</i>	75
5.2	<i>Colombia</i>	77
5.2.1	Resultados de las licitaciones de contratos <i>forward</i>	77
5.2.2	Resultados de las licitaciones del cargo por confiabilidad	79
5.2.3	Resultados licitación de sobre cerrado plantas GPPS	80
5.3	<i>Perú</i>	81
5.3.1	Resultados generales: precio y volumen licitado	81
5.3.2	Precios resultantes	82
5.3.3	Precios bajos vs concretización de la inversión	84
5.4	<i>Illinois</i>	84
5.4.1	Resultados generales: precio y volumen licitado	84
5.4.2	Precios resultantes	85
6	DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL MECANISMO DE LICITACIÓN EN CHILE	87
6.1	<i>Descripción del diseño de mercado chileno</i>	87
6.1.1	Venta de energía	87
6.1.2	Ventas de potencia (capacidad)	87
6.1.3	Estructura de precios en generación	88
6.2	<i>Estructura de mecanismo de licitación para contratación de largo plazo</i>	89
6.2.1	Comparación de elementos principales	90
6.3	<i>Desempeño del mecanismo de licitaciones</i>	91
6.3.1	Descripción de resultados	91
6.3.2	Análisis del nivel de competencia	95
6.3.3	Análisis de la casación.....	97
6.3.4	Especulación.....	98
6.3.5	Distribución del interés de los participantes	99
6.3.6	Participación de energía nueva versus existente	99
6.3.7	Firmeza de las ofertas aceptadas.....	100
6.3.8	Indexaciones a largo plazo.....	101

6.3.9	Decisiones de política energética.....	102
6.3.10	Calendarios	102
6.3.11	Incertidumbre asociada a las proyecciones de demanda y la fuga de clientes libres	104
6.4	<i>Elementos críticos en el diseño de la licitación.....</i>	<i>104</i>
7	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LAS VENTAJAS Y DEBILIDADES DEL MECANISMO DE LICITACIÓN DE SUMINISTRO DE CHILE RESPECTO A OTRAS EXPERIENCIAS	106
8	RECOMENDACIONES	116
9	ANEXO I: ADJUDICACIÓN REAL VS MÍNIMO COSTO	120
10	ANEXO II: MECANISMO CONJUNTO DE ADJUDICACIÓN	123
11	ANEXO III: BASE DE DATOS DE PRECIOS.....	128

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, ha solicitado a la empresa consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A., en adelante el Consultor, llevar a cabo el desarrollo del estudio “Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica”.

El análisis solicitado se orienta principalmente al diagnóstico y estudio de los mecanismos de licitación de suministro futuro de electricidad realizando una investigación:

1. en la literatura y experiencia internacional, y
2. de la actual situación chilena.

Esto con el fin de determinar las ventajas y desventajas de cada mecanismo, identificando los posibles perfeccionamientos que se pueden implementar en el mercado chileno.

1.2 Objetivos

El objetivo general del presente estudio es realizar un análisis de los mecanismos de licitación de suministro de energía eléctrica en Chile, identificando las ventajas y desventajas tanto del mecanismo nacional como de otros mecanismos comparables a nivel internacional. Esto, con el fin de proponer posibles perfeccionamientos que se puedan introducir al mercado eléctrico chileno.

Los objetivos específicos del presente estudio son los siguientes:

1. Describir los mecanismos de licitación de suministro eléctrico prevalecientes en diversos países desarrollados y en vías de desarrollo, tanto para energías convencionales como las no convencionales.
2. Examinar las ventajas y desventajas de los mecanismos de licitación descritos.
3. Realizar un levantamiento de fortalezas y principales dificultades detectadas en los procesos de licitación de suministro eléctrico en Chile.
4. Hacer un análisis razonado sobre los aspectos que son perfectibles de mejorar en el mecanismo de licitación utilizado en Chile.

1.3 Desarrollo del estudio

Chile se ha planteado ambiciosas metas de crecimiento económico para las próximas décadas que, en esta etapa de desarrollo, estarán asociadas también a altas tasas de crecimiento energético y eléctrico. Si bien en el largo plazo este crecimiento llegaría a un punto de estabilización, situación en la que se encuentra el mundo desarrollado, se requiere en el mediano plazo de altos niveles de inversión en infraestructura eléctrica. Para que esta

inversión sea eficiente, se requiere una visión de Estado de largo plazo de la matriz energética, esto en un contexto de limitados recursos energéticos propios y de una necesidad creciente por desarrollos tecnológicos concretos de suministro.

La crisis de suministro del gas argentino que implicó a partir del 2004 una creciente reducción de las transferencias de gas natural desde dicho país, produjo que las empresas distribuidoras de energía eléctrica comenzaran a tener problemas en la renovación de sus contratos de suministro. Esta situación, sumado a la incertidumbre futura, causó importantes riesgos a las empresas generadoras y a futuras inversiones en el segmento, lo que se reflejó en una baja tasa de renovación de contratos a precios regulados⁵.

Ante esto, la autoridad decidió abordar un cambio regulatorio significativo que se concretó en la Ley N° 20.018 del 19 de mayo de 2005, más conocida como Ley Corta II, reemplazando un esquema centralizado en el que el regulador determinaba tarifas finales de generación para clientes regulados por una solución de mercado. Se definió un esquema de licitaciones de contratos de largo plazo para las empresas de distribución eléctrica, que obliga a estas últimas a contratarse a través de licitaciones públicas abiertas. Se pretendía así instaurar un mercado de ofertas de generación por abastecimiento futuro a largo plazo que diera certezas a los inversionistas de sus ingresos y, a través de la competencia, lograra tarifas eficientes. Sin embargo, si bien los conceptos apuntaban a una mejora, su aplicación ha creado condiciones desfavorables y ha restringido el logro de los objetivos originales, y en especial, el logro de precios eficientes, creando, entre otros, asimetrías de información, falta de competitividad y discriminación negativa de pequeños y/o nuevos participantes. Estos y otros problemas, ya han sido identificados y reportados⁶.

En este contexto, la CNE ha realizado un llamado para revisar el esquema de licitaciones de suministro eléctrico, su aplicación, sus limitaciones y sus resultados, proponiendo reformas en base a la experiencia internacional.

El presente informe corresponde al Informe Final del mencionado estudio, en el cual se hace un referenciamiento internacional describiendo los mecanismos de licitación de suministro eléctrico prevalecientes en Brasil, Colombia, Perú e Illinois.

⁵ Esto debido a que el precio regulado no reflejara adecuadamente el alza esperada de costos de generación.

⁶ Moreno R., Barroso L. A., Rudnick H., Mocarquer S., Bezerra B., Auction Approaches of Long-Term Contracts to Ensure Generation Investment in Electricity Markets: Lessons from the Brazilian and Chilean Experiences, Energy Policy, Vol 38, N 10, October 2010, pp. 5758–5769;

Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Bezerra, B., Mocarquer, S., Flach, B., Moreno, J., Lessons from five years of experience in energy contract auctions in South America, 33th IAEE International Conference, Rio de Janeiro, June 2010;

Moreno, R., Bezerra, B., Barroso, L., Mocarquer, S., Rudnick, H., Auctioning Adequacy in South America through Long-Term Contracts and Options: From Classic Pay-as-Bid to Multi-Item Dynamic Auctions, IEEE Power Engineering Society 2009 General Meeting, Calgary, Canada, July 2009;

Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Flach, B., Bezerra, B., Mocarquer, S., Regulating Generation Investment in Latin America: Future Challenges, IAEE's Energy Forum – Second Quarter Spring 2011, pp. 35-39.

Maurer, L., Barroso, L., Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. The World Bank, 2011.

El informe se inicia en el Capítulo 2 con una descripción de los aspectos elementales de la formación de precios de largo plazo donde se destaca el rol del riesgo y de los niveles de competencia. Luego, se continúa en el Capítulo 3 con una descripción de los aspectos característicos de contratos de largo plazo para el suministro eléctrico. Posteriormente, en el Capítulo 4, se realiza una descripción del mercado eléctrico de los cuatro países mencionados, con especial énfasis en los mecanismos de licitación y sus características principales. A partir de estas descripciones se analiza, en el Capítulo 5, el desempeño de los distintos mecanismos de contratación, realizando una síntesis de los resultados más importantes. La descripción del mecanismo chileno se inicia en el Capítulo 6 junto con un análisis de los resultados históricos. El Capítulo 7 compara las distintas experiencias, identificando ventajas y desventajas del mecanismo nacional. Finalmente, en el Capítulo 8 Systep entrega un conjunto de recomendaciones para mejorar el esquema actual de licitaciones y contratación.

2 ELEMENTOS FUNDAMENTALES EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS DE LARGO PLAZO

2.1 *Formación de precios de largo plazo*

2.1.1 Riesgo

Los participantes del mercado energético, en especial los generadores, tienen que hacer frente a las complejidades del sistema eléctrico enfrentando competencia y riesgos de largo plazo. El nivel de competencia junto con la percepción y la gestión de factores de riesgo inciden directamente en los precios de venta y compra la electricidad.

La volatilidad de los precios energéticos, la capacidad de abastecimiento de combustibles, el desarrollo de regulaciones y políticas gubernamentales y las imperfecciones estructurales de los mercados eléctricos producen un ambiente de incertidumbre donde los generadores deben tomar decisiones. Por ejemplo, uno de los riesgos más intrínsecos en el mercado eléctrico está asociado a la volatilidad y evolución del precio *spot*, el cual se presenta debido a varios factores, como por ejemplo:

- variabilidad e incertidumbre en la demanda
- cambio en costos y disponibilidad de los combustibles
- mantención y falla de unidades en situaciones de estrés
- variabilidad hidrológica

Así, en estos ambientes de riesgos el objetivo de los agentes generadores será: (i) minimizar dichos riesgos alterando la fuente de éstos o (ii) cubrir los eventos inesperados mediante una prima adicional en el precio de venta, cuyo valor dependerá, entre otras cosas, de la probabilidad de ocurrencia e impacto de los eventos, y el nivel de aversión de los agentes.

Una de las alternativas para contrarrestar las volatilidades en el precio que afecta el margen comercial de un generador, es la contratación de energía con precio y cantidad fija⁷. La Figura 2 ilustra la decisión asociada a la selección de un portafolio óptimo entre la cantidad vendida mediante contratos y la cantidad vendida en el mercado *spot*. Este ejercicio busca mitigar el efecto de la volatilidad en el margen comercial del generador.

Es importante destacar que la contratación total no es una estrategia que estabiliza las variaciones del margen comercial. De hecho ésta expone al generador a volúmenes importantes de compras en el mercado *spot*, las que pueden resultar perjudiciales (e.g. generadores hidráulicos en temporadas secas).

Es así como, en particular, un generador nuevo tendería a estabilizar su margen comercial en lo posible mediante una correcta exposición al mercado *spot* y al mercado de contratos. Esto le permitiría un mejor apalancamiento de nuevos proyectos y estabilidad en la operación financiera.

⁷ El precio es generalmente indexado según el valor de los combustibles

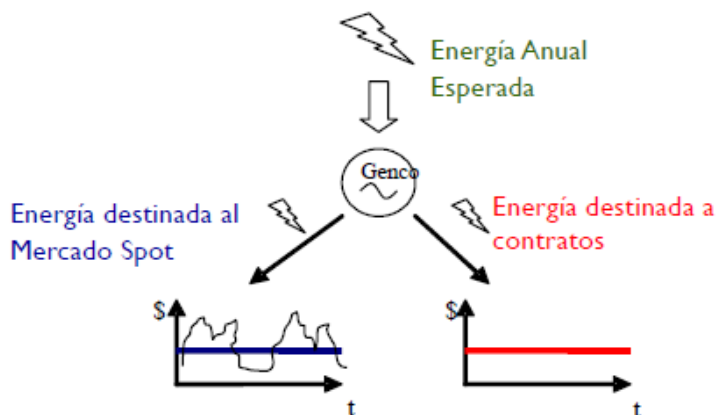


Figura 2. Cobertura de ventas de energía en el spot

Aquí es importante destacar que si el control de la cantidad contratada no consigue eliminar la volatilidad, entonces es posible aumentar el precio de venta con el fin de disminuir la potencial pérdida asociada a la ocurrencia del evento desfavorable.

No obstante lo anterior, el nivel de exposición a distintos mercados y sus precios no son las únicas variables de control determinante en la toma de decisiones. De hecho, el grado de flexibilidad de las decisiones juega un rol fundamental. Para nuevos inversionistas, por ejemplo, la flexibilidad de las reglas de mercado (e.g. cláusulas de contrato, marco regulatorio) pueden contribuir a la minimización de riesgos (e.g. posibilidad de retrasar la inversión, aumentar o disminuir la capacidad del proyecto o incluso abandonarlo).

A continuación se describen varias metodologías para incorporar riesgos en la toma de decisiones. Es importante destacar como el estudio de los escenarios o eventos desfavorables puede condicionar la toma de decisión, incluso, independientemente de la ocurrencia de escenarios favorables o “promedios”.

2.1.1.1 Metodologías básicas que incorporan evaluación de riesgo

Teoría de portafolio óptimo (Markowitz)

Esta metodología tiene como objetivo realizar una compensación entre el valor promedio de los retornos (esperanza) y su variabilidad (desviación estándar). La Figura 3 muestra una representación de la relación entre los retornos y el nivel de riesgo para diferentes portafolios (e.g. combinaciones entre volumen de energía vendida en el mercado spot y cantidad vendida).

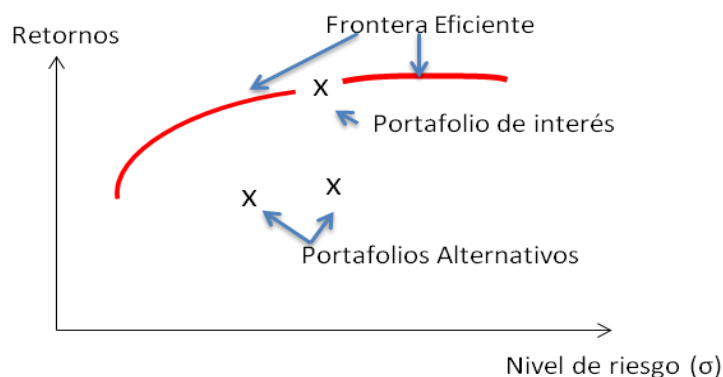


Figura 3. Representación de frontera eficiente en contratos

La frontera eficiente entonces indica cual es el portafolio de máximo retorno y de mínimo riesgo. Así, generadores, por ejemplo, buscarían maximizar su utilidad basada en ingresos y costos esperados menos la desviación estándar del margen comercial. La desviación estándar se multiplica por un índice de aversión al riesgo.

La Figura 4 muestra la obtención del portafolio eficiente aplicando la fórmula anterior para distintos escenarios de generación, precio, disponibilidad de combustibles, hidrología, etc. y para distintos niveles de contratación. El portafolio óptimo es aquel que se encuentra en la intersección tangente de la frontera de eficiencia y las curvas de nivel asociadas a la función de utilidad.

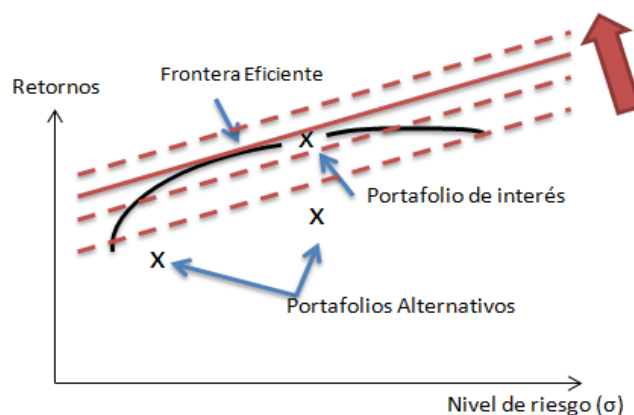


Figura 4. Sensibilidad de portafolios

La desventaja que presenta esta metodología es que toda variabilidad es considerada como una penalización (incluso la variabilidad favorable).

Valor en Riesgo (Value at Risk – VaR)

En esta metodología se analiza además de la magnitud de la variabilidad de los retornos, la forma de su distribución. Ésta es una metodología que intenta estimar el peor escenario con una probabilidad determinada. Esto cuantifica la máxima pérdida probable en un intervalo de confianza que generalmente se define entre el 95% y 99% (Ver Figura 5).

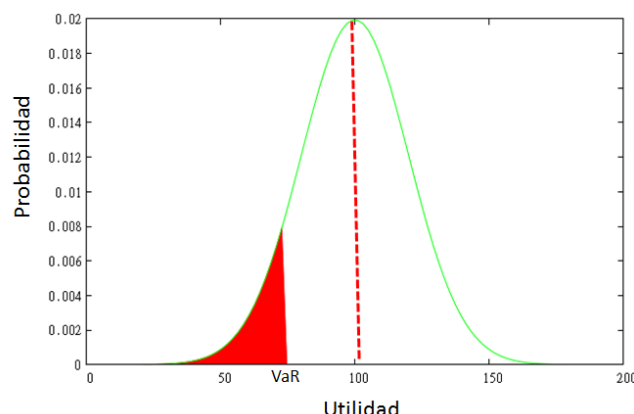


Figura 5. Curva de distribución para estimación del VaR⁸

La distribución de probabilidad utilizada puede ser la de la tasa interna de retorno, el valor presente de los ingresos futuros, etc. Es así como, por ejemplo, que un nuevo proyecto de generación podría ser ejecutado (o no) en la medida que su VaR sea mayor a un valor predeterminado, independientemente de que si el valor de su tasa de retorno y/o valor presente promedio sean altos.

También es importante destacar que si las fuentes que generan la existencia de los escenarios desfavorables no pueden ser eliminadas, entonces se pueden utilizar los precios para aumentar el VaR de un proyecto.

Así como el VaR existe el CVaR que trata de resolver alguno de los problemas que presenta la primera metodología.

2.1.1.2 Factores de incertidumbre

Como se describió anteriormente, se pueden identificar diversos factores de riesgo e incertidumbre que inciden en los retornos de las empresas generadoras bajo la realización de ciertos escenarios.

A continuación, se presenta una breve explicación de algunas fuentes de riesgo para los participantes de un mercado eléctrico.

⁸ La función de utilidad reflejada en esta figura no tiene relación con la utilidad de Markowitz de la sección anterior. De hecho, la distribución de probabilidad representada puede ser la de la tasa interna de retorno, el valor presente de los ingresos futuros, etc.

Costos de inversión

Los costos necesarios para realizar una inversión son en principio desconocidos hasta que el proyecto no se haya terminado de construir. Más aun, las estimaciones iniciales pueden resultar erradas en el orden de varias veces para proyectos de gran envergadura. Un ejemplo de lo desafiante de la estimación inicial de costos de inversión lo prueba el caso del terminal de Gas Natural Licuado de Quintero, Chile, cuya estimación inicial de inversión con la realmente realizada difieren en el orden de 2 a 3 veces.

Fecha de puesta en servicio

Al igual que los costos de inversión, la fecha de puesta en servicio puede ser retrasada en el orden de varios años. Ralco es un caso que ilustra la presencia de este riesgo y sus consecuencias.

Despacho

Las unidades generadoras son despachadas por un ente externo (el Centro de Despacho Económico de Carga –CDEC-), que considera diversas variables externas en sus decisiones (como precios de combustibles y variabilidad hidrológica por ejemplo), y por lo tanto no solo desconocen el nivel de producción a futuro sino que además no depende directamente de ellos. Las volatilidades asociadas a los ingresos de un generador, por ejemplo, cambian si estos están operando en la base de la lista de merito o no.

Precios de combustibles

La variación en los costos de abastecimiento de combustibles fósiles como carbón, gas natural o petróleo reflejan normalmente la disponibilidad de dichos *commodities*, el nivel de exploración y producción o las variaciones en la demanda mundial. Estos combustibles están directamente relacionados con los costos de operación de las centrales térmicas, influyendo en el despacho y los precios de la electricidad.

Variabilidad hidrológica

Afecta directamente a los mercados con alta participación de energía hidroeléctrica, en particular en zonas donde pueden existir fuertes diferencias estacionales y anuales en los caudales afluentes y los embalses. Debido al bajo costo variable de operación de las plantas hidráulicas en épocas con hidrologías húmedas, estos mercados presentan bajos costos marginales de energía en estas situaciones. Por el contrario, en épocas donde se enfrentan condiciones climáticas secas que disminuyen el nivel de los caudales y bajan las cotas de los embalses, aumentan los costos de generación de los sistemas eléctricos respectivos.

La ocurrencia de eventos extremos como por ejemplo uno o dos años secos seguidos son considerados con mayor o menor importancia en la evaluación de un contrato dependiendo de la duración de dicho contrato. Al respecto, las cláusulas de un contrato pueden jugar un

rol importante en la mitigación de riesgos para los generadores derivados de distintas hidrologías. Algunos países han incluso evolucionado hacia una nueva estructura contractual (e.g. opciones *call*) para enfrentar el riesgo en cuestión.

Disponibilidad de recursos

Aquí se incluyen los eventos inesperados asociados a la fuente de suministro del combustible, el precio, sus indexaciones, la infraestructura de transporte del combustible hasta la central, etc.

Por otro lado, en el caso de un central eólica, por ejemplo, la adecuada estimación e historia de los aportes del viento definen que tan firme o probable es la generación esperada, lo cual determina la expectativa de los ingresos. Similarmente, los distintos niveles de correlación entre los perfiles de viento y consumo pueden derivar en distintos grados de exposición a riesgos para los generadores.

Redes de transmisión.

La red de transmisión puede ser un factor de riesgo si se presentan situaciones de excesiva congestión. Por otra parte, en el caso de un proyecto futuro, se debe estimar si hay red disponible cercana al punto de conexión, si se conocen las expansiones del sistema y si estas coinciden con la entrada del proyecto de generación. También es importante estimar y acotar los riesgos asociados a los pagos por el sistema de transmisión. Un ejemplo de cómo se pueden minimizar los riesgos asociados a dichos pagos en un esquema de licitación de contratos de largo plazo es presentado en la Sección 4.1.3.

Demanda

La aceleración o estancamiento en las tasas de crecimiento anuales de la demanda de energía eléctrica y la variabilidad temporal en la demanda de energía y potencia de los sistemas eléctricos influyen sobre los precios, las proyecciones del mercado y por ende en las decisiones de inversión.

Riesgos reglamentarios.

Si bien estos riesgos son importantes para los generadores existentes (e.g. un cambio reglamentario puede implicar una baja en las tarifas futuras), éstos podrían ser aun más críticos para los generadores nuevos que pueden verse enfrentados a imposibilidades de construir un proyecto, incluso luego de la firma del contrato de suministro. Un riesgo potencial en este sentido es la aplicación de la regulación ambiental.

Factores económicos exógenos.

En términos macroeconómicos, el crecimiento del país, la estabilidad monetaria y la situación fiscal pueden brindar más incertidumbre a los inversionistas, en particular en países en vías de desarrollo, al igual que el nivel de apertura comercial, los convenios o tratados internacionales y en general la vulnerabilidad a factores externos.

Riesgo país.

El riesgo país es una importante fuente de incertidumbres. Con el arribo de más inversionistas, invirtiendo directa o indirectamente en mercados internacionales, surge la necesidad de tener en cuenta la estabilidad económica y social del país considerado.

Para concluir esta sección es importante destacar que las consecuencias de eventos generados de varios de los elementos mencionados anteriormente pueden depender ampliamente de las condiciones establecidas en la venta de energía (e.g. fecha de inicio de la venta, fórmula de de indexaciones, perfiles de demanda, etc.).

2.1.1.3 Estimación de precios

Desde el punto de vista de un inversionista o propietario de centrales de generación de distintas tecnologías, éste utiliza herramientas de riesgo para determinar los precios y cantidades a contratar con el fin de cubrir sus posibles estados futuros. La Figura 6 muestra un esquema de la relación de cada uno de los elementos considerados para la definición del precio y cantidad de un contrato de energía con el fin de atenuar la volatilidad de su margen comercial y así garantizar un flujo de ingresos más estable a futuro que le permita realizar operaciones de apalancamiento para el desarrollo de nuevos proyectos.

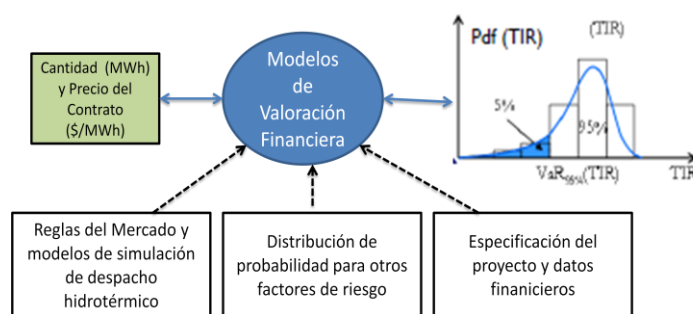


Figura 6. Elementos considerados para la definición de precios y cantidades⁹

⁹ Gentileza de PSR, Brasil.

De este tipo de evaluaciones se pueden obtener resultados como los ilustrados en la Figura 7 que muestra la valoración de precio a ofertar por un contrato ante la consideración de varios factores de riesgo: atraso de puesta en marcha, reducción en los pagos debido a estimaciones inexactas de la demanda de los distribuidores, aumento del costo de inversión y riesgo hidrológico.

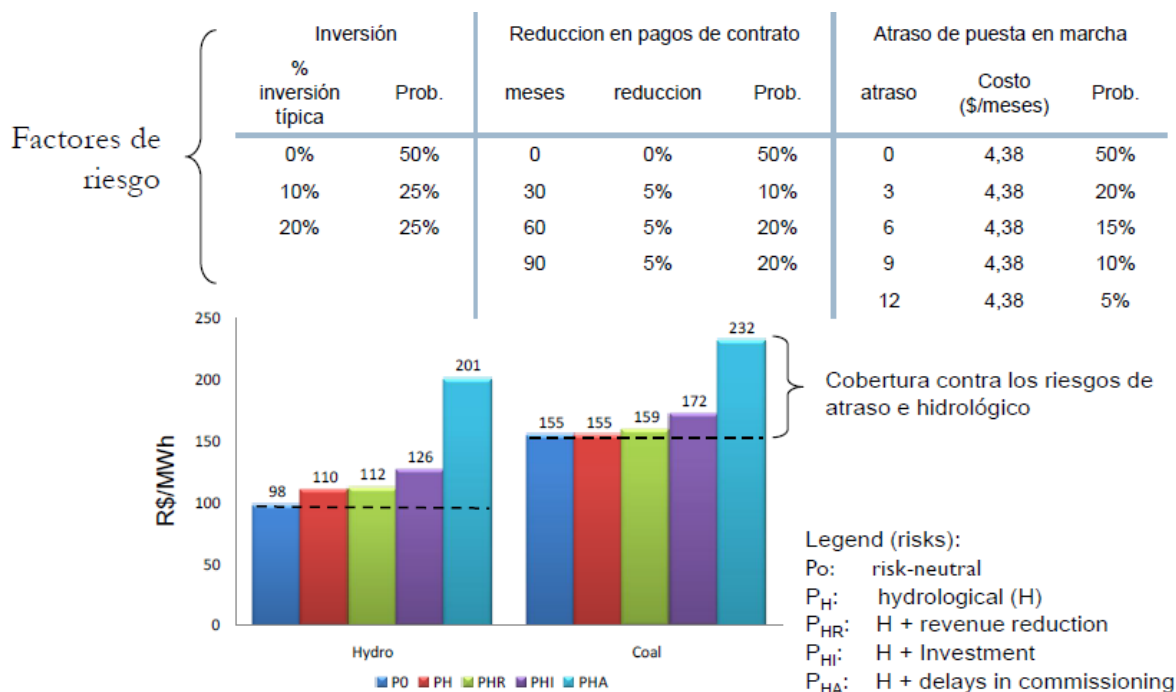


Figura 7. Sensibilidades de riesgos

2.1.1.4 Estimación del nivel de contratación

La Figura 8 muestra cómo cambia la función de utilidad de Markowitz definida en la sección 2.1.1.1 para distintos niveles de contratación para un generador existente. En esta se ilustra que tanto bajos como altos niveles de contratación pueden resultar riesgosos. De hecho, una sobrecontratación podría causar pérdidas a raíz de que la expectativa de generación es menor con respecto a la cantidad de energía comprometida en contratos, ocasionando eventuales compras en spot. Más aun, un alto nivel de sobrecontratación puede obligar a que el generador demande precios más altos que le permitan enfrentar riesgos ante los cuales no está expuesto con un nivel más bajo de contratación.

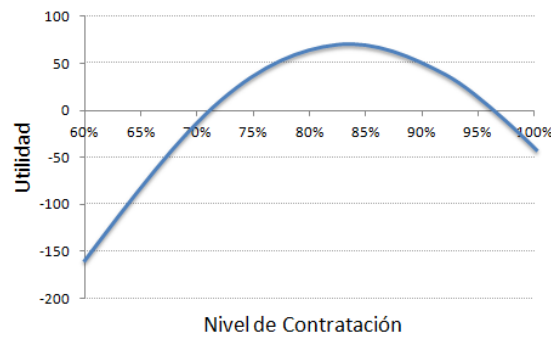


Figura 8. Relación entre utilidad y nivel de contratación

2.1.2 Nivel de competencia

El nivel de competencia de un mercado tiene directa relación con el número de agentes que participan y el precio de negociación resultante; a mayor número de participantes, menores precios de cierre. Más aun, se puede demostrar con un modelo sencillo que el precio de equilibrio (de *Nash*) de una licitación de suministro eléctrico depende directamente del número de oferentes¹⁰. En este contexto, la Figura 9 muestra cómo los precios de oferta en una licitación de suministro eléctrico se verían alterados por la participación de un mayor o menor número de participantes. La figura ilustra cual es el precio a ofertar en una licitación (eje y) para distintos niveles de costo marginal (eje x). La recta verde refleja las ofertas en presencia de dos competidores y la recta roja las ofertas con 11 competidores.

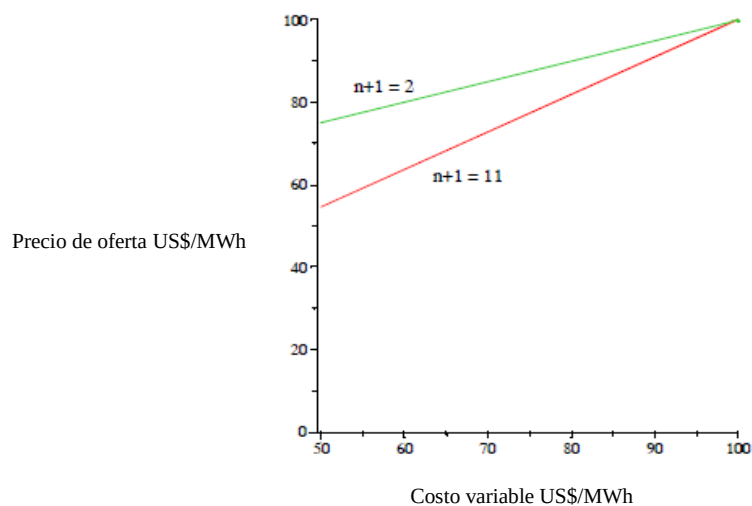


Figura 9. Funciones de oferta para 2 y 11 competidores

¹⁰ Moreno. R, Barroso LA, Bezerra B, Mocarquer. S, Rudnick. H, Auctioning Adequacy in South America Through Long Term Contracts and Options: From Classic Pay-as-Bid to Multi-Item Dynamic Auctions- IEEE PES General Meeting 2009, Calgary, Canada.

Mientras la figura anterior muestra el efecto de la competencia en los niveles de oferta, la Figura 10 muestra el efecto de la competencia en el precio de cierre: a mayor número de competidores, menor es el precio esperado de despeje. No obstante, también se ilustra otro resultado interesante: a mayor número de competidores, mayor probabilidad de obtener precios por debajo del valor esperado.

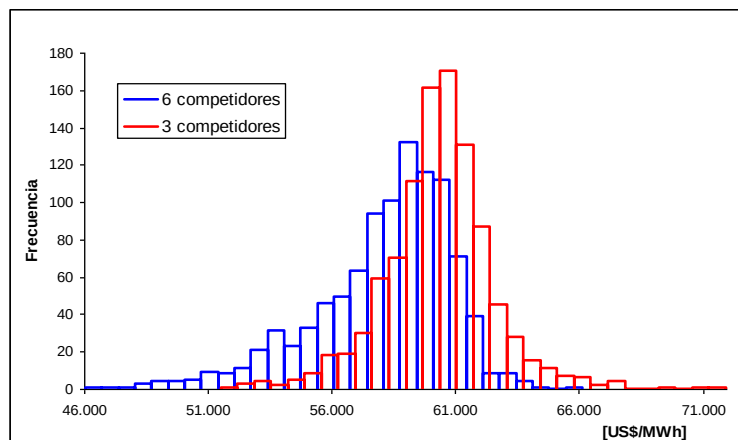


Figura 10. Histograma de equilibrio de precios para 3 y 6 competidores en una licitación de primer precio

Todo esto demuestra la importancia de aumentar el número de competidores en una licitación, diseñando un mecanismo contestable que disminuya las posibilidades de colusión y las barreras de entrada, y promueva la participación de nuevos participantes.

Derivado de este factor, es importante también reconocer el nivel real de competencia y crear reglas acorde con el número de participantes existentes (i.e. las reglas no pueden ser elaboradas bajo la premisa de competencia perfecta cuando en realidad hay pocos participantes).

2.2 Estado del arte en instrumentos y estructura de mercados de largo plazo

2.2.1 Mecanismo de opciones *call* de energía

Una opción es un instrumento derivado que entrega a su titular el derecho, pero no la obligación, de comprar energía (E) dentro de un tiempo determinado $t = T$ a un precio prefijado llamado precio de ejercicio o strike (K). El comprador de la opción paga al generador una prima (c).

En el contexto de los mercados eléctricos, las opciones *call* son transadas como bandas que cubren una entrega continua (en lugar de una entrega instantánea) a un precio de entrega específico. La Figura 11 ilustra el valor de liquidación de una opción *call* para un MW.

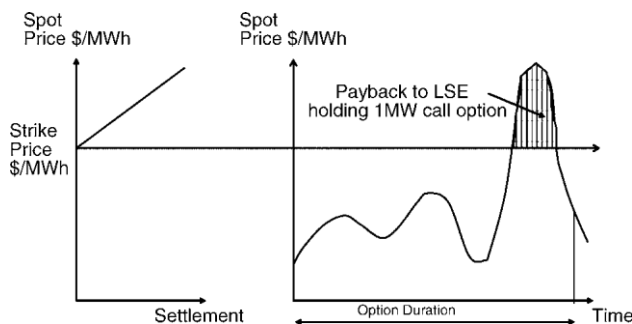


Figura 11. Función de pago de una opción call de energía

Así, una opción *call* es fundamentalmente distinta de un contrato *forward* el cual es un instrumento menos flexible donde la demanda se cubre absolutamente ante las variaciones del mercado spot, traspasando todo el riesgo al generador. Con las opciones *call*, tanto generadores como distribuidores están expuestos a variaciones en el precio spot, pero de una manera más compartida y acotando el impacto de eventos extremos.

Un distribuidor/comercializador que adquiere una opción *call* de un generador puede comprar energía en el mercado spot y realizar el ajuste contra el generador. La opción *call* actúa como un seguro de precio, garantizando que el distribuidor no pagará más que el precio *strike* o de ejercicio por la energía asegurada. Para obtener tal seguro o mecanismo de cobertura ante los incrementos de precio, el comprador de la opción, en este caso el distribuidor, debe pagar un cargo fijo o prima a la generación.

Por su parte el generador recibe un pago fijo por el hecho de haber vendido la opción *call*, y debe renunciar a las rentas adicionales que se produzcan cuando el precio spot supere el precio *strike*. Este mecanismo permite un riesgo compartido, en el cual los consumidores (o comercializador/distribuidor que los represente) pueden reducir su riesgo de exposición al precio spot y los generadores asumen parte de ese riesgo mediante un ingreso fijo.

Para ejemplificar más adecuadamente el mecanismo de cobertura de opciones se ilustra la Figura 12 que muestra la evolución del costo marginal en un sistema hipotético junto con el precio de un contrato *forward* y el precio derivado del mecanismo de actuación de la opción *call* sobre el subyacente del costo marginal. El promedio del costo marginal es de 80 US\$/MWh y el precio de contrato es de 100 US\$/MWh constante (i.e. no se considera el cambio de valor de los indexadores). Sobre estos valores se considera el efecto de un período de sequía comprendido entre Noviembre del 2017 y Julio del 2018. Ante la sequía es necesario despachar centrales térmicas de GNL o combustible líquido con el consecuente incremento de precios en el costo marginal del sistema. En este caso, el precio *strike* de la opción *call* es de 140 US\$/MWh.

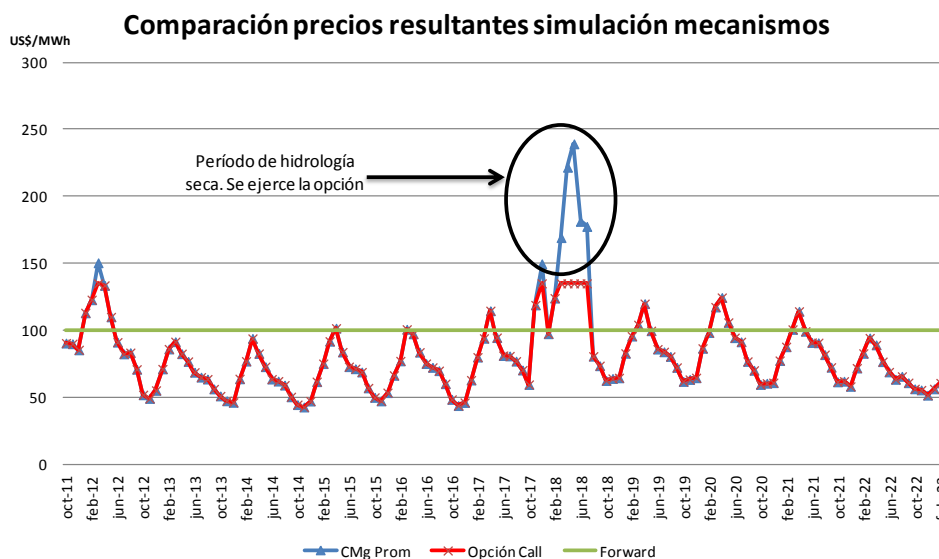


Figura 12. Simulación mecanismos de mercado

Cabe anotar que este mecanismo es distinto del *peak pricing*, en el cual se cobra un cargo fijo por potencia.

Por otra parte, éste mecanismo de opciones *call* se ha convertido en una alternativa de cobertura ante incrementos en el precio spot y en un incentivo a la inversión en la generación debido a los pagos constantes que genera. Así, ha sido implementado en Latinoamérica en los mercados de Brasil y Colombia, mecanismos que serán descritos en mayor detalle en capítulos posteriores.

Las opciones *call* permiten enfrentar la incertidumbre futura de manera más eficiente, repartiendo los riesgos existentes en el mercado spot de manera más adecuada.

2.2.2 Estructura de mercados regulados de corto, mediano y largo plazo

Los mercados regulados de contratos de largo y mediano plazo complementan al mercado de corto plazo. Mientras los mercados de largo plazo reducen riesgos mediante la coordinación y planificación de nueva generación, los mercados de mediano plazo permiten a los agentes asegurar niveles de venta/consumo con mayor certidumbre¹¹. Estos mercados complementarios pueden mitigar de forma más adecuada el riesgo mediante un portafolio óptimo de contratos con distintas duraciones, entregando tanto estabilidad como flexibilidad a los generadores y distribuidores.

¹¹ Ausubel, L., Cramton, P. Using forward markets to improve electricity market design. Utilities Policy 18 (2010) 195-200

2.2.2.1 Mercado de largo plazo para asegurar inversión o de confiabilidad

Una de las principales preocupaciones en la política energética es la proyección del suministro, mediante la coordinación adecuada de nuevas inversiones y la gestión de los recursos energéticos.

El mercado de largo plazo permite que los nuevos proyectos compitan por tener mejor posición en la entrada al sistema de forma coordinada, evitando los ciclos de auge y déficit propios de una entrada de proyectos sin adecuada planificación. Adicionalmente, este mecanismo permite establecer un precio por la energía asociada a los nuevos proyectos que garanticen una confiabilidad al sistema, de tal manera que se reduzca la dependencia de la curva de demanda como componente principal en la estrategia de oferta, de tal forma que al atenuar este riesgo para el generador, éste no lo consideraría en su prima de riesgo al establecerse un ingreso fijo con señales más adecuadas de largo plazo. De esta forma la entrada coordinada de proyectos reduce la incertidumbre de la expansión logrando un nivel adecuado de recursos.

El producto que se transa en este tipo de mercado idealmente sería una opción *call*, cuyo funcionamiento básico se ha descrito anteriormente. El mecanismo considera entonces un producto financiero respaldado por un recurso físico de generación, que esté en capacidad de entregar la energía que se haya certificado y comprometido en condiciones de escasez de capacidad, por ejemplo una sequía extrema.

El diseño de este mercado puede considerar un mecanismo de licitación de opciones *call* que se pueden adjudicar con una anticipación de 3 o 5 años (dependiendo de la tecnología de generación) y que asegure energía firme para cubrir la demanda objetivo.

2.2.2.2 Mercado de mediano plazo

Este es un mercado de contratos *forward* de energía el cual tiene un horizonte de ejecución de mediano plazo. En éste tanto la demanda como los generadores pueden asegurar precios y cantidades de energía mediante contratos de uno a cinco años, por ejemplo.

Este mercado *forward* de energía consideraría sólo los estados normales de operación del sistema donde los precios van desde cero hasta el precio strike de la opción *call*. Esto se complementaría con el mercado de confiabilidad que brindaría cobertura en situaciones de precios que superen el precio strike de la opción *call*. Lo anterior permitiría a los generadores asegurar precios más estables y proporciona una estabilidad mayor en sus ingresos.

3 ELEMENTOS CARACTERÍSTICOS DE UNA LICITACIÓN DE CONTRATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

3.1 *Conceptos básicos en licitaciones de suministro*

El diseño de los mercados eléctricos busca principalmente satisfacer la demanda de los consumidores de electricidad a un costo eficiente, requiriendo en el corto plazo la eficiencia de la operación de los recursos existentes al mínimo costo y en el largo plazo la eficiencia de la inversión en la cantidad y la mezcla de recursos. Las posibles soluciones para estos problemas de corto y largo plazo (óptimas desde distintas perspectivas) han sido ampliamente debatidas por la comunidad internacional y hasta hoy no hay un consenso único al respecto.

Tanto en el corto como en el largo plazo, los agentes del mercado se enfrentan a diversos riesgos, entre los que se encuentran: suministro de combustibles o recursos primos, precios, volumen, crédito, hidrología, congestión en transmisión, regulatorio, demanda futura y parque de generación, entre otros. Estos riesgos conllevan a una variabilidad en los precios del mercado y su consecuente efecto en los ingresos esperados. En este contexto, la contratación de largo plazo se vuelve desafiante por la inherente incertidumbre existente en el horizonte de planificación.

La contratación de largo se puede entender como un mecanismo de cobertura de riesgos donde los generadores aseguran ciertos niveles de ingreso con un grado de independencia de los precios de corto plazo. Dicha contratación se puede, conceptualmente, gestionar mediante un mecanismo de licitación o un mecanismo de negociación bilateral. El mecanismo de contratación es preponderante en la determinación del precio y la asignación, así como en los comportamientos estratégicos relativos de los participantes.

Los distintos mecanismos de contratación (i.e. licitación o negociación) son convenientes para ciertos agentes en distintas condiciones y dependerá de los poderes de negociación y la información conocida por los distintos participantes¹².

Por definición, una licitación es un mecanismo de venta o compra caracterizado por un conjunto de reglas por el que se determina la asignación de recursos y su precio en función de las ofertas de los participantes. Entre los objetivos de organizar una licitación se encuentran: dar señales de eficiencia; permitir la asignación de los recursos a aquellos que generadores más eficientes; incrementar los niveles de contestabilidad y competencia; y dar

¹² Una negociación bilateral es conveniente para aquellos participantes que poseen un gran poder de negociación e información del mercado mientras que una licitación es conveniente para aquellos agentes que no las tienen. Por ejemplo, si un distribuidor conoce exactamente los precios mínimos a los cuales cada generador está dispuesto a vender, entonces lo más conveniente para el distribuidor es negociar directamente con aquel generador de mínimo costo y ojala tratar de obtener un precio lo más cercano a su mínimo precio.

transparencia y objetividad. No obstante, el diseño de la licitación es una variable crítica para el logro de los objetivos que se propongan¹³.

Los mercados eléctricos latinoamericanos lideran actualmente el conocimiento en licitaciones de contratos de largo plazo entre generadores y distribuidores, esencialmente concebidas para resolver el problema de la falta de suficiencia (i.e. falta de inversión en generación).

3.2 Mecanismos de licitación relevante al caso eléctrico

Existen diferentes tipos de licitaciones que se utilizan dependiendo de la necesidad del interesado. Una clasificación posible es observar si las licitaciones transan un bien único o múltiples unidades.

- Las licitaciones de un único bien son aquellas en las que se quiere adjudicar un contrato de suministro, por ejemplo, entre varios compradores. En este caso el objetivo de la licitación es que el comprador o distribuidor eléctrico obtenga el precio más bajo posible.
- Las licitaciones de bienes múltiples son aquellas donde un conjunto de oferentes busca adjudicarse varios contratos (caso de Chile) o varias unidades de energía (caso de Brasil) mediante un solo proceso conjunto de adjudicación.

Aunque los dos tipos de licitaciones se realizan comúnmente en los mercados eléctricos, este informe se centra particularmente en el caso multiproducto.

Una licitación multiproducto puede ser homogénea o heterogénea dependiendo si los productos conjuntamente licitados son o no equivalentes entre sí. En este punto es importante destacar que en el caso heterogéneo (e.g. Chile) se pueden generar asimetrías importantes en los precios ofertados y este aspecto se verá con mayor claridad en la Sección 6.3.5.

Por otra parte, complementaria a la clasificación descrita, existen diversos tipos de licitaciones respecto a su mecanismo de despeje o casación, como por ejemplo; licitaciones de sobre cerrado pay-as-bid y de precio uniforme; licitaciones abiertas del estilo inglesa u holandesa, etc. Esta clasificación está ampliamente documentada en la literatura. Para el caso de contratación de largo plazo en el mercado eléctrico, no obstante, interesa destacar tres diseños en particular:

Licitación de reloj descendente o inglesa multiobjeto:

En este tipo de licitación se desean liquidar múltiples unidades homogéneas. El licitante comienza un proceso iterativo en el cual llama a ofertar a un precio muy alto, produciéndose sobreoferta a precios muy altos. El precio se disminuye iterativamente hasta que la oferta iguale a la demanda. Todas las unidades son negociadas al mismo precio de equilibrio. En la Figura 13 se puede observar gráficamente este proceso.

¹³ A pesar que, en teoría, existe una equivalencia de los ingresos para todos los tipos de licitaciones estándares.

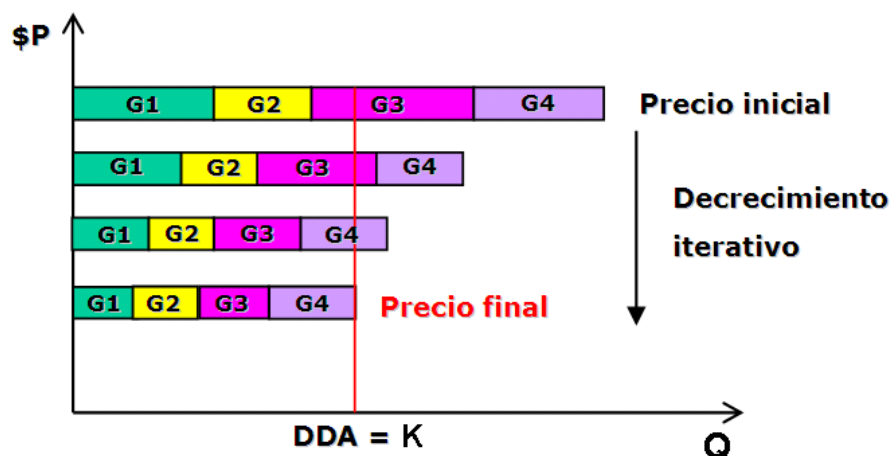


Figura 13: Licitación de reloj descendente

Cada bloque horizontal en la Figura 13 representa la cantidad ofertada por cada vendedor (G1 a G4) en cada una de las iteraciones.

Licitación pay-as-bid de sobre cerrado:

En este tipo de licitación se desean liquidar múltiples unidades homogéneas. Para esto, el licitante solicita a los oferentes entregar sus ofertas escritas en un sobre cerrado. Las ofertas de cada oferente deben incluir la cantidad ofrecida y el precio correspondiente de venta. Una vez abierta las ofertas de todos los oferentes, éstas se ordenan de menor a mayor, y quedarán adjudicadas aquellas que formen parte del conjunto de ofertas más económicas que pueden abastecer la demanda. El precio de negociación con cada oferente será el ofrecido por cada uno de éstos en sus respectivas ofertas. En la Figura 14 se puede observar cómo se realiza la casación de este tipo de licitación.

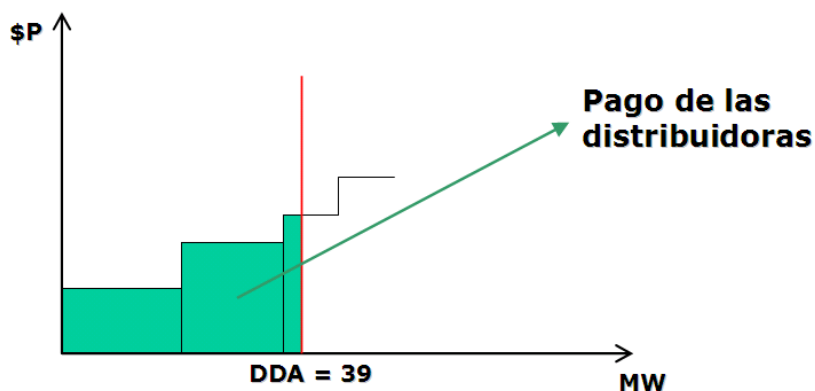


Figura 14: Licitación pay-as-bid multiproducto homogénea

Licitación de precio uniforme de sobre cerrado:

En este tipo de licitación se desean liquidar múltiples unidades homogéneas. Para esto, el licitante solicita a los oferentes entregar sus ofertas escritas en un sobre cerrado. Las ofertas de cada oferente deben incluir la cantidad ofrecida y el precio correspondiente de venta. Una vez abierta las ofertas de todos los oferentes, éstas se ordenan de menor a mayor, y quedarán adjudicadas aquellas que formen parte del conjunto de ofertas más económicas que pueden abastecer la demanda. El precio de negociación con cada oferente será el ofrecido por el generador marginal. En la Figura 14 se puede observar cómo se realiza la casación de este tipo de licitación.

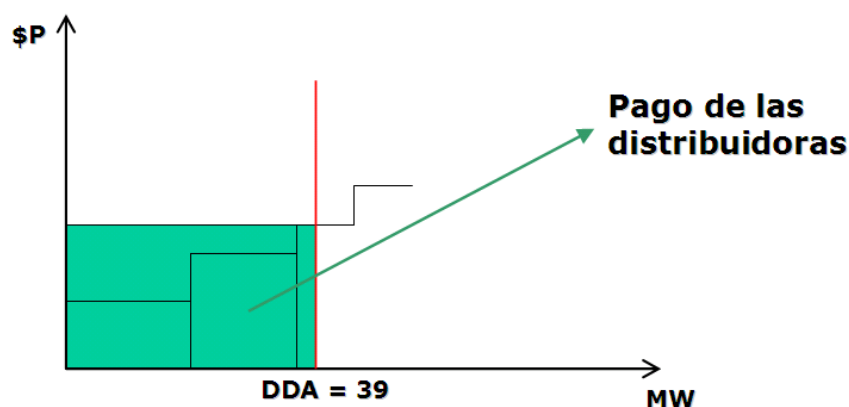


Figura 15: Licitación de precio uniforme multiproducto homogénea

Las estrategias de oferta de los participantes en las licitaciones de precio uniforme y pay as bid son distintas y, de hecho, el pago total de las distribuidoras es igual en ambos mecanismos en presencia de condiciones ideales¹⁴.

Es importante destacar que en la práctica también se han usado mecanismos híbridos que mezclan alguno de los mecanismos básicos mencionados anteriormente. Por ejemplo, la licitación de contratos de largo plazo de Brasil se compone de una primera fase de reloj descendente para la determinación del precio techo de la segunda fase, diseñada en base a un mecanismo *pay-as-bid* de sobre cerrado.

Los mecanismos se complican cuando su objetivo es vender varios productos, no homogéneos cuyas valoraciones están ligadas. Ejemplos de ello lo presentan los casos de Illinois presentado en el Capítulo 4 y el caso de Chile que se presenta en el Capítulo 6.

¹⁴ Teorema de los ingresos equivalentes. Klemperer, P. "Auctions: Theory and Practice" (Toulouse Lectures in Economics).

3.3 *Objetivos del mecanismo*

Las licitaciones de suministro de algún bien estratégico pueden contemplar varios objetivos como la eficiencia, cobertura, confiabilidad, introducir mayor competencia o inclusive otorgar ciertos bienes a determinados grupos minoritarios o cualquier otro objetivo relevante para el regulador. En este contexto, es necesario determinar cuáles objetivos son los más convenientes para considerar.

Las licitaciones de suministro eléctrico en Chile, por ejemplo, orientan su diseño, según la ley, a minimizar costos de suministro únicamente.

De manera complementaria, las funciones objetivo de las licitaciones podrían buscar consideraciones de política energética (como en el caso de Brasil), incorporando la participación de tecnologías específicas que aseguren el ingreso de capacidad confiable (e.g. unidades térmicas) o el ingreso de capacidad limpia (e.g. unidades eólicas).

Asimismo, el mecanismo de adjudicación tiene que ser adecuadamente escogido y/o diseñado en función de las características de cada mercado y los objetivos definidos.

3.4 *Función de demanda y definición de productos*

La determinación de la demanda y el diseño de su forma (i.e. definición del bloque o producto) son importantes ya que esta puede impactar en el interés de los participantes, primas por riesgo incluidas en las ofertas, y consecuentemente en la contestabilidad y competitividad de la licitación. En particular interesa definir óptimamente en una licitación:

- Cantidades de consumo a licitar.
- Horizonte de consumo.
- Incertidumbre para los generadores y garantías asociadas al consumo y las cantidades contratadas (consideración de distintos tipos de contratos y obligaciones del comprador, e.g. contratos tipo pague lo consumido vs pague lo contratado).
- Definición de los bloques, tamaños y barreras de entrada para pequeños o nuevos entrantes.
- Elasticidad (en particular interesa reflejar los niveles de cobertura óptima a precios muy altos).

3.5 *Precios máximos*

Los precios máximos impiden que ofertas con precios muy altos (sobre el precio máximo) sean adjudicadas y éstos pueden o no ser publicados con anticipación al proceso de oferta. El hecho de no dar a conocer el precio máximo podría producir la incertidumbre necesaria en el proceso de especulación que genere mayor competencia por parte de los ofertantes. Asimismo, la existencia de un precio máximo se vuelve más relevante en presencia de menores niveles de competencia.

También existe el peligro de establecer un precio de reserva muy bajo que no interese a los oferentes o incluso que los incentive a esperar a futuros procesos si esperan que el precio sea mayor. En este contexto, es importante analizar si el precio máximo permitido es muy bajo, producto de la subvaloración de los costos de producción de electricidad o producto de los riesgos y problemas estructurales del mercado eléctrico.

3.6 Indexadores

Una de las formas para realizar gestión de riesgo por parte las empresas de generación que participan en las licitaciones, consiste en desarrollar fórmulas de indexación que les permiten cubrirse ante los cambios en los costos iniciales, dada la alta volatilidad en los precios de los diferentes energéticos, dando cuenta de un cubrimiento ante variaciones en el precio mediante un índice establecido.

La gestión de riesgo mediante operaciones con indexaciones es de gran importancia y aplicabilidad en las licitaciones para efectos de los contratos. No obstante, esto exige que el distribuidor o licitante tome una posición de riesgo que le permita determinar de manera más adecuada las ofertas ganadoras en un proceso de licitación.

Por esta razón es de gran importancia considerar dentro de los parámetros de una licitación el mecanismo de evaluación que permita comparar los indexadores de distintas ofertas.

3.7 Parámetros de tiempos en la licitación (planificación, construcción, duración de contratos)

Otro de los elementos característicos importantes para una licitación, es el calendario asociado al proceso de ofertas y comienzo de suministro. Estos están directamente ligados a la valoración del riesgo que estima quien realizará la oferta. Por ejemplo, un tiempo limitado entre la adjudicación y el inicio de suministro necesariamente encarecerá la oferta de los inversionistas nuevos que enfrentan el riesgo de atrasarse en la etapa de construcción (entre otros riesgos).

De esta manera, existen tres hitos importantes y característicos en el marco del mecanismo de las licitaciones:

- Una fecha de llamado de ofertas, la cual busca convocar justamente la competencia y participación no sólo de las empresas existentes, sino también de nuevas firmas, incluso internacionales;
- El segundo hito corresponde a la fecha de ejecución de la licitación, es decir al cierre de la convocatoria, momento en el cual se obtiene la información de precios, cantidades, proyectos ofrecidos y fórmulas de indexaciones con el objeto de cubrir la demanda o los productos que se están licitando; y
- El tercer hito es el inicio de suministro o inicio del contrato, fecha a partir de la cual se deben empezar a cumplir con el compromiso establecido como resultado de la

licitación, para finalmente conducir a una duración del contrato o vigencia de los compromisos adquiridos.

A partir de los hitos descritos se conforman los tiempos asociados al calendario característico de la licitación. La duración de los mismos puede ser un factor preponderante para el éxito y el logro de los objetivos en cuanto a la participación de nuevos actores, tecnologías más eficientes y menores precios de despeje.

Tiempo de planificación:

Se refiere al tiempo entre la fecha de anuncio de la licitación y el cierre de la misma. Este tiempo es de gran importancia para incentivar la participación de nuevos inversionistas en un mercado, pues un tiempo de planificación adecuado permite una mejor valoración del mercado, validación de condiciones energéticas, económicas y ambientales de un país, marco regulatorio, entre otras variables relevantes para la valoración de cualquier inversión en generación, lo cual se traduce en una mejor estimación de los riesgos a los cuales se enfrentan los inversionistas y por ende se refleja en precios más competitivos. Un tiempo de planificación inadecuado puede convertirse en una gran barrera de entrada para nuevos inversionistas.

Cabe anotar que la periodicidad de una licitación y la fijación o estandarización de éstas, puede conllevar a tener cada vez mayor certeza sobre las variables del mercado y la robustez del mecanismo. Dicha periodicidad puede ser positiva (pues facilita la entrada de nuevos inversionistas) o negativa (permite el aprendizaje de los oferentes, especialmente existentes).

Tiempo de construcción:

Es el tiempo establecido entre el cierre de la licitación y el inicio del suministro. Este intervalo de tiempo cobra vital importancia al considerarse nuevos proyectos pues de este tiempo dependerán las tecnologías que se puedan desarrollar. Intervalos muy cortos, por ejemplo, no darían cabida a proyectos hidráulicos de media y gran capacidad, por lo tanto las licitaciones se circunscribirían a proyectos térmicos, de los cuales dependerán la evaluación con el tipo de combustible en cuanto a precio y suministro o con las consideraciones ambientales a que haya lugar. Un tiempo de construcción adecuado puede permitir la participación de tecnologías cuyos costos variables sean menores y por ende se reflejaría en menores costos marginales una vez entren en operación, no obstante se debe tener presente que no todas las tecnologías tienen iguales costos de desarrollo. Distintos tiempos permiten viabilizar la participación de distintas tecnologías de generación (o algunas en construcción) y de diferentes capacidades permitiendo e incentivando por ejemplo el desarrollo de centrales de gran tamaño.

Duración de contratos:

La duración del contrato establece la vigencia del compromiso contractual, por tanto es un parámetro que dará la señal directa de cuanto riesgo estarán dispuestas a asumir las partes. Distintos tiempos son óptimos para distintos generadores y para la demanda. Por ejemplo, generadores nuevos preferirían contratos a mayor plazo y la demanda, en conjunto con los

generadores existentes, optarían por contratos de mayor o menor plazo, dependiendo de las expectativas de costos y los precios contratados.

3.8 *Fiscalización, centralización y participación de otros agentes.*

El desarrollo de una licitación requiere no sólo de la participación obvia de los agentes interesados en transar lo bienes, sino que además de otros agentes que, dependiendo de su grado de integración, pueden generar o no mayor dinamismo al desarrollo de la licitación. Tal es el caso del agente regulador y el rol que éste entre a tomar dentro del proceso. Es así como podría cobrar importancia la participación más activa de una entidad como el regulador o de un operador de mercado para definir y coordinar de forma centralizada los intereses comunes de los compradores. Este nivel de centralización podría conllevar a niveles de estandarización de los productos licitados con el fin de coordinar mejor las transacciones y realizar un mejor manejo del riesgo y la cobertura del suministro.

Otro agente importante a considerar es el sector financiero (i.e. multilateral o comercial), pues es este sector quien finalmente apalanca los proyectos, lo cual es pilar básico para la evaluación financiera y viabilización de la inversión. A mayor grado de conocimiento y vinculación de este sector en la dinámica del sector eléctrico y en particular en el desarrollo mismo de las licitaciones, habrá menores costos de capital asociados a los nuevos proyectos.

Por otra parte, la presencia de los comercializadores puede generar menores precios en las licitaciones debido a que ellos tienen incentivos más claros para minimizar costos que los distribuidores. El comercializador puede tomar un papel protagónico pues en estos casos la competencia se busca a nivel de mercado de *retail*, presentándole varias opciones de suministro al usuario final.

3.9 *Garantías de cumplimiento y participación*

Estas buscan asegurar el compromiso contractual establecido. El incumplimiento puede generar penalidades que busquen minimizar los impactos económicos adversos producidos por dicho incumplimiento. No obstante, estos mecanismos deben ser bien diseñados de tal manera que no se conviertan en una barrera de entrada para los participantes en la forma de garantías de cumplimiento demasiado exigentes.

3.10 *Política energética*

En el marco de los diferentes objetivos que se pueden plantear en una licitación, puede incorporarse una política energética del Estado que busque incentivar tecnologías específicas, bien sea por un tema de regulaciones ambientales o por seguridad de suministro. Bajo estas consideraciones se pueden establecer discriminaciones positivas para nuevas inversiones, ciertas tecnologías renovables o proyectos de gran envergadura.

En algunos mercados se ha optado por utilizar mecanismos de licitación para crear espacios e incentivos a la diversidad energética en un ambiente de regulación ambiental que haga comparables las distintas tecnologías.

Todos los elementos característicos presentados en este capítulo (desde Sección 3.2 hasta 3.10) se utilizarán como parámetros de comparación de los distintos procesos de licitaciones descritos a continuación.

4 EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LICITACIONES: DESCRIPCIÓN, ASPECTOS POSITIVOS Y NEGATIVOS

4.1 *Brasil*

4.1.1 Descripción del diseño y composición del mercado

4.1.1.1 El sistema eléctrico y descripción de mercado de Brasil.

El sistema eléctrico brasileño es el más grande de América Latina. Cuenta con una demanda máxima de 70 GW que se presenta durante el verano y un consumo de 450 TWh/año (2009), con un crecimiento alrededor del 5% anual. Su capacidad de generación instalada es de alrededor de 106 GW, principalmente de recursos hídricos (80%). A pesar de que el sistema es desintegrado verticalmente, hay una fracción importante de la capacidad instalada de generación de propiedad del gobierno (60%). Además, las mayores empresas de generación Furnas y Chesf son en conjunto el 20% de la capacidad instalada del sistema. Por el lado de la demanda, las empresas privadas de suministro de distribución cubren alrededor del 80% del consumo del país. Además, el número total de empresas de generación y distribución es de unos 30 y 63, respectivamente.

4.1.1.2 Modelo de mercado

En el año 2004, el gobierno federal promulgó la ley que rige actualmente al mercado eléctrico en un esfuerzo para reestructurar el sector. Esto con el fin de entregar más incentivos a los agentes privados y públicos para construir y mantener la capacidad de generación y garantizar el abastecimiento de energía. Las tarifas serían determinadas por medio de procesos competitivos de licitaciones públicas de energía. La ley del nuevo modelo del sector eléctrico introdujo alteraciones relevantes en la reglamentación del sector eléctrico aspirando a:

- Entregar incentivos a los agentes privados y públicos para construir y mantener la capacidad de generación.
- Garantizar el abastecimiento de energía en Brasil a tarifas razonables por medio de procesos de licitaciones públicas de energía eléctrica.

Las principales características de la ley del actual modelo del sector son las siguientes:

- Creación de dos ambientes distintos para la comercialización de energía;
 - Ambiente de Contratación Regulada (ACR) para la contratación de la energía destinada a las empresas de distribución el cual es operado a partir de licitaciones de energía, y
 - Ambiente de contratación libre (ACL) con reglas de comercialización más flexibles para los generadores, consumidores libres y empresas de comercialización de energía, llamado ambiente de contratación libre (ver Figura 16)

- La obligatoriedad por parte de las empresas de distribución de adquirir energía suficiente para satisfacer el 100% de su demanda.
- Existencia de capacidad física de generación para toda la energía comercializada en contratos.
- Existencia de certificados por energía firme (i.e. máxima contratable).
- Restricciones a ciertas actividades de distribuidoras, de forma de garantizar que estén envueltas solo en su principal negocio, a fin de asegurar servicios más eficientes y confiables a sus consumidores.
- Restricción a la autocontratación (self-dealing), con el fin de entregar un incentivo para que las distribuidoras contraten energía a precios más competitivos, en lugar de comprar energía a filiales relacionadas.
- Cumplimiento de los contratos asignados antes de la ley del nuevo modelo del sector eléctrico con el fin de proporcionar estabilidad regulatoria.
- Prohibición de las distribuidoras de vender electricidad a consumidores libres a precios no regulados y desarrollar actividades de generación y de transmisión de energía eléctrica.

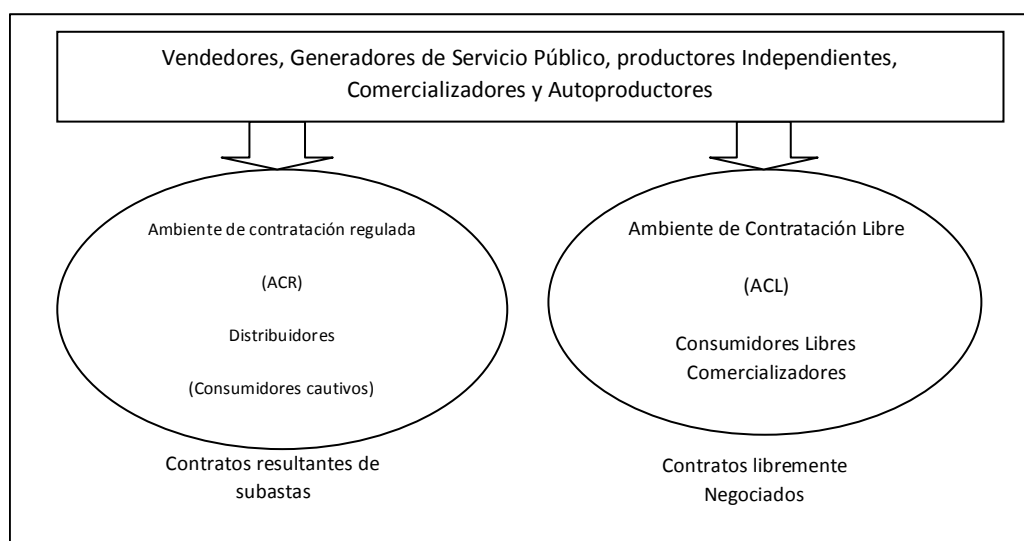


Figura 16: Contratación en dos ambientes

En términos generales, la regulación diseñada permite al segmento de generación vender su energía al *pool* (ambiente de contratación regulada), a consumidores libres, a comercializadores, a distribuidores (generación distribuida) y al Programa de Incentivos de Fuentes Alternativas (PROINFA).

El actual marco regulatorio excluye a Eletrobrás y sus subsidiarias del plano nacional de privatización, que es un programa creado por el gobierno en 1990 aspirando a promover el proceso de privatización de las empresas estatales.

La energía generada mediante generación distribuida, plantas calificadas de acuerdo con PROINFA e Itaipú no están sujetos al proceso de licitaciones para el abastecimiento de energía en el ambiente de contratación regulada. La energía generada por Itaipú es comercializada por Eletrobrás y los volúmenes que deben ser comprados por cada concesionaria de distribución, son establecidos por medio de cuotas definidas por la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica, quien regula y fiscaliza los servicios prestados, establecimiento de tarifas para consumidores finales).

En cuanto al ACR, las empresas de distribución compran energía para sus mercados por medio de licitaciones públicas reguladas por la ANEEL, y operados por la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica). En este contexto, las compras de energía serán hechas por medio de dos tipos de contratos:

- Contratos de cantidades de energía: el generador está obligado a abastecer un bloque establecido de energía y debe comprar las diferencias de energía en el mercado spot.
- Contratos de disponibilidad de energía: el generador no está obligado a entregar el bloque de energía comprometido, en este sentido el riesgo lo asume la distribuidora, la que transfiere costos extras a consumidores al comprar la energía deficitaria en el mercado spot.

El no cumplimiento del suministro mediante contratos puede resultar en multas para las concesionarias de distribución.

En cuanto al ACL, la contratación libre de energía eléctrica es comercializada entre las concesionarias de generación, productores independientes de energía, autoprodutores, agentes de comercialización, importadores de energía y consumidores libres¹⁵. Esencialmente este corresponde a las bases del modelo institucional que reinaba antes de la promulgación de la ley del año 2004.

4.1.2 Descripción general del mecanismo de licitación

Elementos básicos:

La primera regla en la regulación en Brasil es que todos los consumidores, tanto regulados como libres, deben estar 100% contratados. La cobertura del contrato se verifica posteriormente, calculando el consumo acumulado en MWh. Si la energía contratada es menor que la consumida, el usuario paga una multa relacionada con el costo de la

Consumidores libres de distribución son aquellos que pueden ejercer la opción de cambiarse de abastecedor de energía eléctrica, estando caracterizado por:

- Estar contratados después del 8 de julio de 1995, con una demanda sobre los 3MW y en cualquier nivel de tensión.
- Estar contratados antes del 8 de julio de 1995 con una demanda sobre los 3MW, pero conectados a un nivel de tensión mayor o igual a 69 kV.
- Consumidores con demanda contratada igual o superior a 500 kW, pueden ser servidos por abastecedores, que no son su empresa local de distribución.

construcción de la nueva generación. Los usuarios regulados también pueden estar sobrecontratados con un excedente de hasta el 3%¹⁶. Además la energía total puede reducirse en los contratos, a criterio de los distribuidores, hasta en un 4% cada año con el fin de tener en cuenta la fuga de grandes clientes al mercado de libre contratación¹⁷.

La segunda regla consiste en que todos los contratos son instrumentos financieros, que deben ser cubiertos por Certificados de Energía Firme (FEC, por su nombre en inglés). Estos son negociables y pueden, a lo largo de la duración del contrato, ser reemplazados por otros certificados. El único requisito es que la cantidad total de FEC sea mayor o igual a la energía contratada.

Los FECs son emitidos por el regulador para cada generador en el sistema, se especifican en MWh/año y reflejan la capacidad de producción de energía segura. Por ejemplo para las hidroeléctricas, los FECs reflejan la capacidad de generación en años secos y para las centrales térmicas, los FECs corresponden a la disponibilidad media, considerando mantenimientos y fallas forzadas.

Funcionamiento general:

El requisito de cobertura del 100% mediante contratos y FECs crea un vínculo entre el crecimiento de la demanda y la entrada de nueva capacidad. Para incorporar nueva capacidad, se llevan a cabo dos licitaciones públicas cada año, para suministros con fecha de inicio de 3 y 5 años más. Separadamente, se llevan a cabo las licitaciones por capacidades existentes.

Para cada tipo de licitación, los distribuidores están obligados a informar al regulador de sus proyecciones de consumo. Los generadores ofertan por un solo bloque de energía y se adjudican contratos con cada uno de los distribuidores en proporción a sus cargas previstas.

Existen también licitaciones con fecha de inicio de 1 año y además licitaciones de ajustes realizadas cuatro veces al año que permiten igualar con mayor precisión la demanda de las distribuidoras con las cantidades comprometidas en los contratos de suministro.

Los contratos a corto y mediano plazo se coordinan según muestra la Figura 17. Los plazos de contratación y fecha de inicio de los contratos licitados se relacionan como se indica a continuación:

¹⁶ Si la distribuidora está sobrecontratada, los costos de energía que superen del límite de 103% no son traspasados al consumidor final toda vez que el precio spot sea menor que el precio del contrato.

¹⁷ Existen otras medidas destinadas a disminuir el riesgo en el negocio de la generación. Por ejemplo, los generadores son informados con anticipación a la licitación de los costos anuales que enfrentarán por el uso y conexión a los sistemas de transmisión.

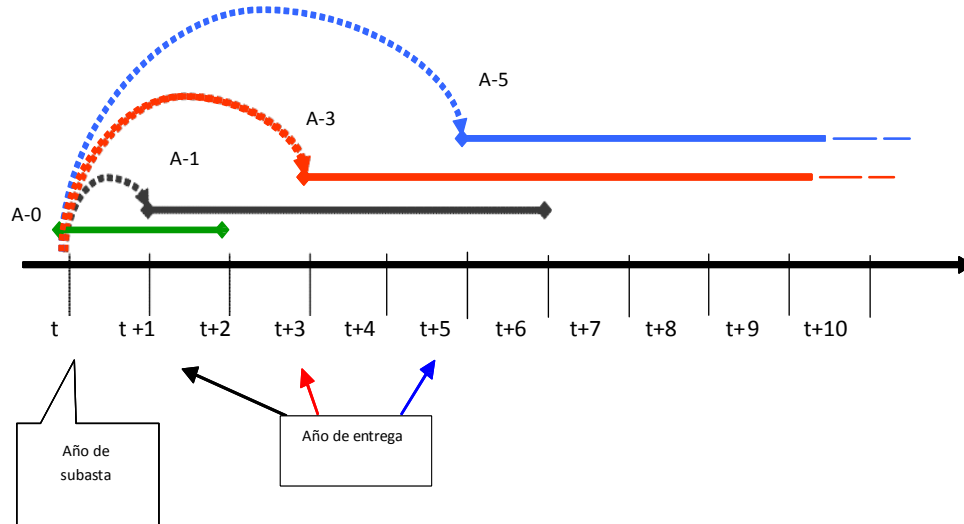


Figura 17: Horizontes de adjudicación de licitaciones en Brasil

- Licitación de nueva capacidad: contratos a largo plazo (15 años)
 - Licitaciones A-5 y A-3 con entrega a 5 y 3 años.
 - Permite a los ganadores tener suficiente tiempo para construir las plantas y arreglar el financiamiento de proyectos.
- Capacidad existente: licitaciones para la renovación del contrato
 - Licitaciones A-1 para energía existente y renovación de contratos
 - Licitaciones de ajuste (entrega con 4 meses de anticipación) 1-2 años de contrato.

Las distintas duraciones de los contratos permiten además que las carteras de las distribuidoras sean más flexibles, permitiendo un mejor manejo del riesgo asociado a las proyecciones de demanda.

Por otra parte, el mecanismo considera la evaluación de las formulas de indexación, las cuales son proyectadas a futuro por el licitante con el fin de escoger las ofertas que realmente minimizan el costo/riesgo total en el horizonte de contratación.

Tipos de contratos:

Se utilizan dos tipos de contratos, los de tipo *forward* y las opciones (tipo *call*). Los contratos de energía tipo *forward*, establecen un precio único de largo plazo al cual se transa la energía y no contempla pagos adicionales (por capacidad u otro concepto). El contrato de opción, al contrario, posee dos pagos asociados, uno fijo y otro variable.

En los contratos tipo opción, se les permite a los proveedores hacer una oferta por el valor de la prima (en \$/MW) y el valor del ejercicio (\$/MWh). Las ofertas se comparan sobre la base de los beneficios esperados para los consumidores y así el gobierno por medio de un procedimiento de simulación calcula el valor esperado del costo total asociado a las distintas combinaciones ofertadas de valor prima y valor de ejercicio. Así, una sola unidad de energía

de costo en \$/MWh de energía se calcula para cada tecnología. Todos los contratos tienen indexación a precios de combustibles e inflación, la cual es considerada por el licitante cuando determina el conjunto de ofertas más económicas.

Esquema de casación:

El mercado de licitación de contratos está organizado por el gobierno como un esquema centralizado, y se lleva a cabo de forma conjunta agregando toda la demanda en un solo bloque homogéneo¹⁸ para satisfacer el suministro de todas las distribuidoras. Uno de los objetivos de tener un solo bloque de energía, donde toda la demanda es representada, permite a las pequeñas empresas de distribución aprovechar las economías de escala en el nuevo entorno de contratación de energía. A pesar del alto nivel de centralización y coordinación por parte del regulador, éste no interfiere con las previsiones de demanda, los cuales son directamente declarados por las empresas de distribución. Después de la adjudicación, cada una de las empresas de distribución suscribe contratos con los generadores ganadores en proporción a sus previsiones de carga.

El mecanismo de casación de la licitación sigue un diseño híbrido que combina un proceso iterativo de reloj descendente con una segunda ronda *pay-as-bid* de sobre cerrado como se muestra en la Figura 18. Un aspecto clave a mencionar es que la demanda en la primera fase se encuentra sobreestimada mediante la multiplicación por un factor desconocido (mayor que uno).

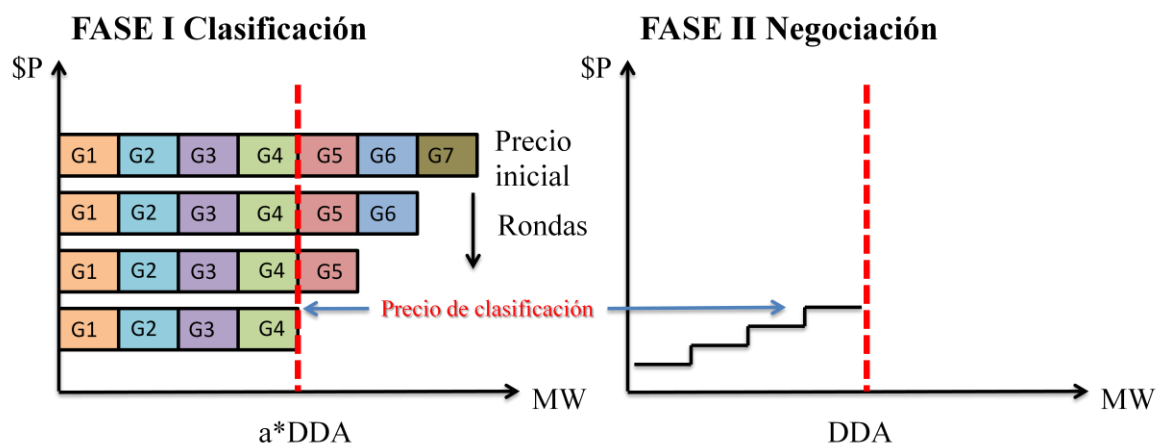


Figura 18: Fases del proceso de licitación en Brasil

¹⁸ Entendiendo que existen bloques/contratos estandarizados a distintos plazos que se licitan secuencialmente.

Los resultados de la aplicación de estos mecanismos de licitación se presentan en el siguiente capítulo.

4.1.3 Descripción de aspectos destacados del mecanismo

El caso de Brasil es uno de los más relevantes ya que presenta un esquema coordinado, completo en términos de productos y regulación, y que ha entregado buenos resultados en la práctica.

De los tiempos de inicio de suministro:

Desde el punto de vista de los diferentes tiempos de construcción se hace separación de 3 a 5 años lo cual da cuenta de la consideración especial acorde a distintas tecnologías para permitir la competencia en igualdad de condiciones. Adicionalmente, las distintas duraciones de contratos permiten ajustar posiciones de los generadores al atenuar la incertidumbre de todas las variables en el largo plazo. Similarmente, permite a los distribuidores manejar carteras más flexibles y realizar un mejor manejo del riesgo asociado a las proyecciones de demanda. La licitación tiene una frecuencia constante y así tanto los generadores existentes como los participantes internacionales están preparados para el evento que se realiza anualmente¹⁹. La cantidad de energía licitada en el modelo brasileiro nunca se revela sino que hasta después de la licitación.

De la estandarización de la demanda y sus contratos

Uno de los objetivos de tener un solo bloque de energía donde toda la demanda es representada, permite a las pequeñas empresas de distribución aprovechar las economías de escala en el nuevo entorno de contratación de energía. El hecho que los consumos provenientes de distintas distribuidoras puedan ser agregadas y coordinadas por el regulador, genera simetrías y aumento de competencia, y minimiza discriminaciones a distribuidores. También, hay una mayor certeza por asegurar mayores volúmenes de energía y se estandarizan los contratos, lo cual mejora el desempeño.

Estimación de la demanda a licitar

Cabe anotar que es destacable el hecho que el regulador sólo efectúa un papel de coordinación, pero la previsión de la demanda es realizada por los distribuidores. Esto es de relevancia por dos razones:

- Una es que es el distribuidor quien mejor conoce el comportamiento de su propio mercado y puede hacer estimaciones de crecimiento de demanda con mayor exactitud. No obstante, existe un mecanismo de penalidad por desvío en las

¹⁹ Barroso L. A., Rosenblatt J., Guimarães A., Bezerra B., Pereira M., Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform. Power Engineering Society General Meeting 2006 IEEE.

estimaciones, lo cual contribuye a mejor gestión de estimaciones por parte de los distribuidores.

- El segundo aspecto relevante con respecto al rol de regulador es que no influye en la disposición de pago por parte de los distribuidores por tanto no se dan señales de posibilidades de intervención del mercado lo cual muestra estabilidad regulatoria favoreciendo la percepción de los inversionistas.

Existencia de opciones tipo call

Las licitaciones le permiten al oferente escoger participar en dos productos, uno los contratos forward y otro las opciones tipo *call*, de tal manera que puede complementar su cobertura de riesgo. Esto permite además distribuir mejor el riesgo entre generadores y distribuidores y así integrar nueva capacidad de generación segura con riesgos más acotados.

Peajes de transmisión

Previo a la preparación de la licitación, la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realiza la planificación de la red. Así, los pagos por conexión y uso de la red se fijan antes de la ejecución de la licitación y de esta manera se minimizan los riesgos que enfrentan los oferentes. Las diferencias entre los costos reales de la transmisión y los pagados por los generadores son traspasados a los consumidores finales.

Test de coherencia de costos

Como parte de las licitaciones, se realiza una auditoria de costos reportados por los agentes ofertantes, con el fin de evitar que estos realicen ofertas por debajo de sus costos, tomando un rol especulativo.

Evaluación de formulas de indexación

Las indexaciones se reconocen como una penalidad mediante un factor multiplicador que ajusta los polinomios de indexación de los precios ofertados. Dicho factor se obtiene a partir de las proyecciones de precios de combustibles estimadas por la Agencia de Información Energética (U.S Energy Information Administration – EIA. www.eia.gov).

La proyección a futuro de las formulas de indexación permiten a licitante escoger las ofertas que realmente minimizan el costo total en el horizonte de contratación.

Firmeza de las ofertas

En el caso de Brasil, y al igual que en el caso de Colombia, el regulador, previa a la participación en la licitación, exige una certificación de energía firme, la cual garantiza la atención y cumplimiento de los compromisos en condiciones críticas, asegurando mayor confiabilidad en la inversión de nueva generación.

Política energética

Se han realizado licitaciones especiales para el ingreso de energías renovables. 1800 MW fueron contratados mediante licitaciones para energía nueva eólica en el año 2009.

4.2 Colombia

4.2.1 Descripción del diseño y composición del mercado

Generalidades

El mercado eléctrico colombiano está integrado por distintos agentes participantes que se clasifican según su actividad en:

- Generadores
- Transportadores
- Distribuidores
- Comercializadores

Estos agentes participan en el proceso productivo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad para abastecer la demanda proveniente del consumidor final. Este último, puede pertenecer a uno de los dos mercados existentes. Un mercado libre, conformado por clientes industriales y grandes clientes, y un mercado regulado, conformado por clientes residenciales y comerciales.

En éste contexto, el marco regulatorio está orientado a organizar las transacciones entre los distintos agentes sectoriales de manera eficiente y económica. Con este fin, existe una instancia denominada Mercado de Energía Mayorista (MEM), la cual está definida como el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas transacciones realizadas entre generadores y comercializador en el MEM se llevan a cabo bajo dos modalidades:

- Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía.
- Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

Como es común ver en éstos mercados, los contratos bilaterales no garantizan la entrega física de energía, sino que son un mero instrumento financiero que los generadores utilizan para cubrirse del riesgo.

Respecto a los contratos bilaterales, las compras de energía realizadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, se rigen por disposiciones legales que garantizan la competencia en este tipo de transacciones. Por otro lado, las compras de energía realizadas

por comercializadores con destino a usuarios del mercado libre, no están reguladas y se negocian los precios y condiciones libremente.

No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. Es decisión de los agentes su grado de exposición en el mercado spot. No obstante, durante el periodo de transición, existieron obligaciones para los comercializadores que atienden usuarios regulados. Así, los comercializadores estuvieron obligados a cubrir un porcentaje mínimo de sus requerimientos mediante contratos bilaterales con otros agentes: 80% para el periodo comprendido entre el 20 de julio de 1995 y 30 de noviembre de 1996, 60% para los siguientes dos años, y 30% para el último año. A partir de noviembre de 1999 el porcentaje es libre.

No hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador puede comprometer en contratos bilaterales, excepto en el caso de integración vertical donde se establece que un comercializador no puede contratar más del 60% de la energía con su generador asociado. .

Para asegurar la libre competencia, tanto generadores (con capacidad mayor a 20 MW), como comercializadores (que atienden a clientes regulados), están obligados a participar del MEM y realizar sus transacciones de venta a clientes regulados por esta vía.

Los generadores que participan en el MEM deben presentar ofertas uninodales de precio en la bolsa de energía. Estos precios, que las empresas generadoras ofrecen diariamente en el Centro Nacional de Despacho (CND), deben reflejar los costos variables de generación que se esperan incurrir. Para efectuar las distintas ofertas de precio existen reglas operativas y un cronograma de presentación de dichas ofertas.

Institucionalidad

La participación del Estado a partir de la introducción del modelo de competencia, tiene lugar en tres instancias: la definición de la política energética, la regulación, y la vigilancia y el control. La primera está a cargo del Ministerio de Minas y Energía. Una parte esencial de la política energética se desarrolla a través de la Unidad de Planificación Minero-Energética (UPME), unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene como parte de sus funciones establecer los requerimientos energéticos del país y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico, ambos de naturaleza indicativa, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. La labor de vigilancia y control la desempeña la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Además de estas instituciones, el MEM cuenta para su funcionamiento con un ente central denominado Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) encargado del registro de contratos, la liquidación y la facturación de todas las transacciones que se efectúen en este mercado.

La planificación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SIN está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) que junto con el ASIC son dependencias de la empresa XM Sociedad Anónima y Empresa de Servicios Públicos, regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Los generadores están obligados a participar en el MEM con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al SIN y con capacidad mayor o igual a 20MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el CND. Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del MEM. Las transacciones en el MEM se efectúan bajo estas modalidades: i) Transacciones horarias en la bolsa de energía; ii) Contratos bilaterales financieros de energía; y iii) Licitaciones para la asignación de Obligaciones Energía Firme, del Cargo por Confiabilidad, que sustituyó al Cargo por Capacidad, los cuales se describen más adelante. Cualquier generador que ingrese a este mercado puede desarrollar la actividad de generación mediante su participación libre en cualquiera de estas actividades.

La variabilidad en los precios de bolsa es muy notoria debido a la alta componente hidrológica y demás factores incidentes. Por ejemplo, el fenómeno climático “El Niño”, con una recurrencia de entre cuatro y siete años, produce una disminución apreciable de los aportes de los ríos. En consecuencia, la contratación, como mecanismo de cubrimiento, ha sido muy significativa en el mercado.

Transacciones horarias en la Bolsa de Energía

La Bolsa de energía se rige por un sistema de cálculo de precio de nodo único. El generador hace su oferta de precio para cada día (una única curva de oferta para todas las horas del día) y declara la disponibilidad esperada de generación de sus plantas para cada hora, sin considerar limitaciones debidas a la red de transmisión. Con base en las ofertas más económicas se seleccionan los recursos que serán despachados para abastecer toda la demanda hora a hora, pero en este caso considerando la red de transmisión.

Contratos bilaterales de energía

El modelo de contratos bilaterales elegido en Colombia es el de contratos tipo OTC (*Over The Counter*) es decir diseñados por los participantes. Por la amplia experiencia de Colombia con estos contratos, la estandarización es poca aunque un número limitado de contratos concentra la mayoría de transacciones. Lo especial de Colombia en este sentido es que a pesar de ser contratos bilaterales financieros, todos se comunican al Operador del Mercado, XM. A pesar de ser un Pool con contratación bilateral y no contar con un mercado a plazo o de futuros organizado, el mercado colombiano tiene una alta contratación bilateral. Estos contratos son compromisos bilaterales adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes. Es fundamentalmente un mercado financiero de contratos de, uno, dos o tres años de duración licitados con anticipación variable que va desde 2 meses hasta 1 o dos años. La entrega de la energía contratada se efectúa a través de la bolsa por parte del generador que suscribió el contrato o por parte de otro generador según lo determine el despacho.

No hay ninguna restricción a la energía que un generador o un comercializador puede comprometer en contratos bilaterales ni al horizonte de tiempo que estos acuerdos pueden

cubrir. El único requisito es que el contrato especifique la cantidad que será utilizada en cada hora, lo que ha motivado que se hayan firmado contratos de tipos muy diversos, aunque los principales han sido “pague lo demandado” y “pague lo contratado” a precio fijo.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores mediante contratos bilaterales con destino a usuarios regulados se rigen por reglas que garantizan la competencia entre generadores (licitaciones de compra con limitación de participación del generador propio en caso de ser una empresa verticalmente integrada), mientras que las efectuadas por comercializadores con destino a usuarios no regulados se negocian a precios y condiciones pactadas libremente entre las partes.

Actualmente está en discusión la creación de un mercado organizado y obligatorio de contratos *forward*, el cual mediante licitaciones centralizadas pretende estandarizar los productos convirtiendo al regulador en un comprador único en representación de la demanda regulada. Los distribuidores/comercializadores participarían de manera obligatoria para contratar la demanda regulada y representaría además a los clientes no regulados quienes participan de manera voluntaria. Los productos a licitar serían de carácter pague lo contratado a partir de las cantidades reportadas por los comercializadores al regulador para atender la energía de los próximos dos años con un año de anticipación. Los generadores participan de manera voluntaria al igual que comercializadores en calidad de vendedor, pero éstos últimos con el requisito de garantías financieras para respaldar sus transacciones. Este mecanismo, que busca mejorar el actual mecanismo de licitaciones de contratos, es el complemento del esquema del cargo por confiabilidad el cual se describe posteriormente, el cual busca mitigar el riesgo de insuficiencia mediante el incentivo a expansión de generación por medio de opciones *call* que garantizan firmeza de energía en condiciones de hidrología crítica²⁰.

Cargo por confiabilidad

Hay muchos motivos que aumentan el riesgo de las empresas generadores para la recuperación de sus inversiones tal como se describió en el Capítulo 2. Es así como se ha diseñado la existencia de un cargo por confiabilidad.

Desde el racionamiento de energía ocurrido en Colombia en 1992 a raíz de la intensidad y duración considerable del fenómeno “El Niño”, la confiabilidad del sistema eléctrico ha sido muy relevante dentro de las políticas de cada gobierno. Soportado en esto, desde el 2006 entró en vigencia en el mercado eléctrico colombiano el esquema de Cargo por Confiabilidad reemplazando el anterior esquema de Cargo por Capacidad, como mecanismo para garantizar la expansión en generación y de esta manera asegurar la confiabilidad en la atención ante el crecimiento de la demanda, en especial, en condiciones críticas de hidrología (cuya participación es cercana al 71%).

²⁰ Cramton, P. Stoft, S. Colombia Firm Energy Market. Enero 2007

En este mecanismo las empresas de generación participan en licitaciones organizadas por el regulador para cubrir una demanda objetivo estimada por la UPME y validada por la CREG. La licitación es un mecanismo de tipo reloj descendente y que asigna opciones *call* para garantizar energía firme en condiciones críticas. El valor de la opción o prima, a la cual se hacen acreedores los ganadores de la licitación, garantiza un flujo de caja durante 20 años una vez el proyecto entre en operación, lo cual permite viabilizar proyectos de generación. Las licitaciones se realizan con 4 o más años de anticipación, para permitir participar proyectos de diferentes capacidades que conlleven tiempos de construcción diferentes, pero sin diferencias de tecnología. La participación en la licitación de energía firme puede realizarse incluso con plantas existentes, siempre y cuando la energía firme no se encuentre comprometida en licitaciones anteriores. Cabe anotar que en este mecanismo el comercializador no participa pues es el regulador quien representa toda la demanda agregada del sistema, pero el cargo es transferido al usuario final según los precios de oferta del generador una vez entre en operación la central o entre en vigencia el contrato adjudicado.

4.2.2 Descripción general del mecanismo de licitación

Como ya se mencionó, en Colombia se presentan dos mercados de licitaciones con objetivos complementarios;

- El primero corresponde a las licitaciones convocadas por los comercializadores para comprar su energía necesaria para atender el mercado regulado, lo cual se realiza mediante licitaciones de sobre cerrado con libre participación por parte de los generadores.
- El segundo corresponde a las licitaciones por el cargo por confiabilidad que se realiza mediante un mecanismo de reloj descendente.

A continuación, se describirá el funcionamiento de estos mecanismos, aunque se focalizará el análisis en las licitaciones por confiabilidad.

4.2.2.1 Licitaciones de contratos forward

Las licitaciones de contratos *forward* buscan atenuar el riesgo de exposición a la volatilidad de precios de bolsa producto principalmente de la incertidumbre hidrológica. El diseño del contrato, así como el plazo y condiciones son de libre disposición del comercializador. Es por eso que el modelo de contratos bilaterales elegido en Colombia es del tipo OTC, tal como se mencionó anteriormente. Este mecanismo permite realizar gestión de riesgo no sólo a los generadores, también al comercializador al no estar obligado a contratar el 100 % de su demanda, de tal manera que pueda estructurar compras de energía considerando eventualmente expectativas de precios favorables en el mercado spot. No obstante los precios adjudicados o de compra en los contratos por parte del comercializador, no pueden transferirse totalmente al usuario final, pues existe un *Price Cap* denominado *Mc* o precio medio de contratos (calculado por el operador de mercado a partir de los precios de los

contratos reportados por todos los agentes), por encima del cual no se pueden transferir precios de compra a la tarifa de usuario final.

4.2.2.2 Licitaciones de cargo por confiabilidad

Luego del funcionamiento por 10 años del cargo por capacidad, la CREG implementó a finales del 2006 un nuevo esquema denominado cargo por confiabilidad. Este mecanismo conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo del cargo por capacidad. Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación, capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento, buscando asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

El objetivo del mecanismo de capacidad es crear un incentivo a los agentes del mercado para aumentar su aporte a la firmeza, definida como la disponibilidad de generación en el mediano y corto plazo; y a la suficiencia, es decir, la necesaria capacidad instalada. El mecanismo de incentivos implica definir claramente cómo determinar el periodo crítico, la contribución real de cada unidad durante estos periodos y las características del producto confiabilidad: compromisos, tiempo de vigencia y salvaguardas. A continuación se describen las principales características de los parámetros asociados a las licitaciones del cargo por confiabilidad:

Producto

El producto, Obligación de Energía Firme (OEF), se asimila a una opción financiera tipo *call* respaldada por un recurso físico certificado y capaz de producir energía firme en un periodo crítico y acompañado de una serie de garantías adicionales de cumplimiento. Es un contrato de compra y venta de energía firme entre el generador y la demanda, representada por el administrador del mercado. Las OEF tienen el mismo perfil horario que la demanda. Así, por ejemplo, un generador que vendió una OEF por el 10% de la energía firme del mercado, tiene la obligación de suplir el 10% de la carga real en cada hora del día si la obligación es ejercida. El ejercicio de la OEF ocurre si el precio de la Bolsa de Energía es mayor al Precio de Escasez (PE) en alguna hora del día, en cuyo caso se realiza una verificación del total diario producido y si el generador no alcanzó el total al que está comprometido con sus OEF, tendrá la obligación de vender la energía al precio de escasez. A cambio de ello recibe un pago mensual que corresponde al precio de las OEF.

Precio de escasez

El precio de escasez es el umbral indicador de que el sistema se encuentra en una condición crítica. En principio, la CREG lo fija en un nivel superior al costo de la planta más ineficiente.

Máxima energía firme

La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) es la máxima cantidad de energía eléctrica que puede comprometer la planta. Se determina mediante un conjunto de reglas establecidas por el regulador y que tienen en cuenta, para las plantas existentes, el índice de indisponibilidad histórica por salidas forzadas (IHF) y la disponibilidad del combustible. El cálculo de la ENFICC hidráulica se hace mediante una maximización de la mínima energía mensual producible por las plantas durante el año (desde mayo hasta abril del año siguiente), pero sin tener en cuenta, en la optimización, la conexión interanual de las decisiones. Esto subestima la energía firme de las plantas que poseen embalse con capacidad de almacenamiento importante.

Penalización por incumplimiento

Si las OEF se ejercen y el generador no tiene en el despacho ideal (con el conjunto de sus plantas) la totalidad de la energía a la que se comprometió, deberá pagar al agente poseedor de la opción la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez multiplicado por la cantidad de energía comprometida que no generó.

Prima de la obligación de energía firme y periodo de vigencia:

Las OEF se asignan mediante una licitación (cuyo funcionamiento se explica más adelante), lo cual permite que el precio de la obligación (prima) se determine como resultado de la competencia entre los generadores. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado. El periodo de vigencia de la obligación es decidido por el propietario, desde un año hasta el máximo según el tipo de planta.

Las condiciones en las que participan las plantas dependen de su tipo de la siguiente manera:

- Plantas existentes:
 - Las que están en operación en el momento de la licitación.
 - Periodo de vigencia de la obligación: un año.
 - No ofrecen precio en la licitación y sólo tienen la posibilidad de retirar energía de la asignación a partir de un precio determinado.
- Plantas especiales con obras:
 - Las que están en construcción o van a ser repotenciadas.
 - Periodo de vigencia de la obligación hasta de 10 años.
- Plantas nuevas:
 - Plantas que no ha iniciado su construcción en el momento de la licitación.
 - Periodo de vigencia hasta de 20 años.
 - Participan con oferta de precio en la licitación.

Funcionamiento de la licitación

La licitación es del tipo reloj descendente y en ella participan ofertando activamente los generadores inversionistas. La demanda está representada por una función de precio y cantidad determinada por la CREG y cuyos parámetros son la Demanda Objetivo (D), el Costo del Entrante (CE) y los márgenes de demanda M1 y M2 (ver Figura 19).

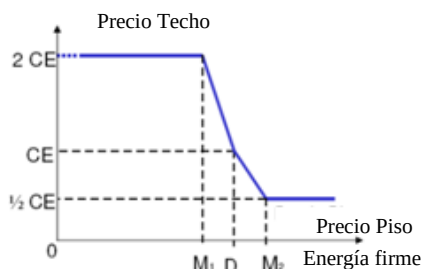


Figura 19. Función de demanda objetivo

El precio que resulta cuando se igualan la oferta y la demanda es el Precio de Cierre de la licitación, y a él se remuneran todas las OEF que se asignen (ver Figura 20).

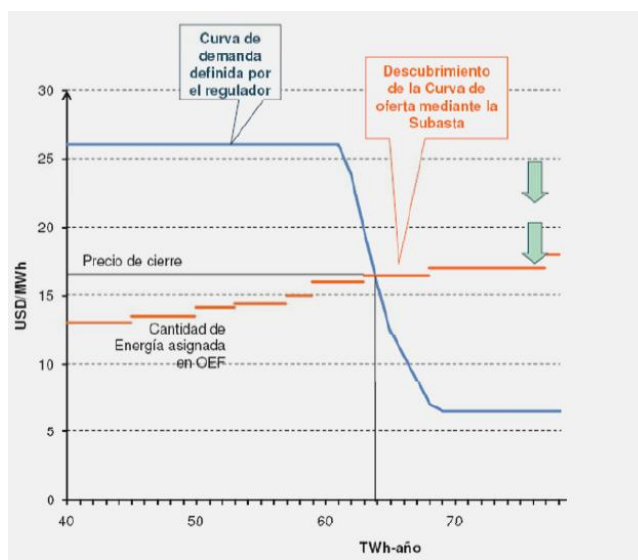


Figura 20. Precio de Cierre de la Licitación

La CREG evalúa el balance oferta-demanda proyectado y determina si es necesario convocar una licitación (Figura 21). La licitación se lleva a cabo cuatro años antes de que se requiera la energía firme o con otro plazo de antelación si la CREG lo considera conveniente (éste se denomina Periodo de Planificación).

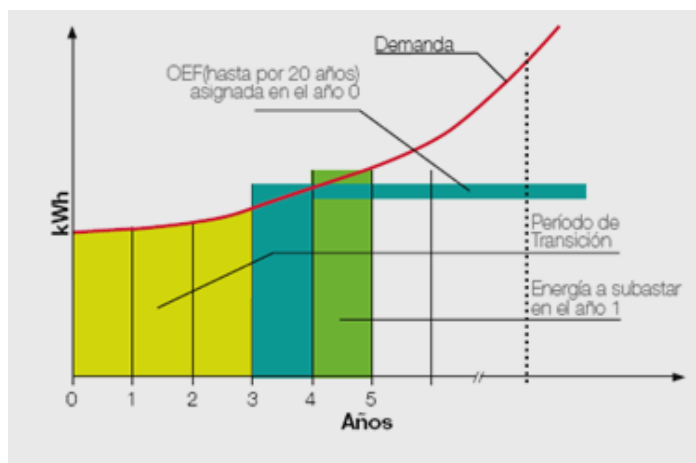


Figura 21. Balance de Oferta y Demanda Proyectado

Para poder participar en la licitación, las empresas deben cumplir los requisitos, presentar las garantías exigidas y los contratos o certificaciones de disponibilidad del combustible necesarios. Si la oferta de ENFICC que se presenta en la licitación es inferior a ciertos límites establecidos por la CREG, se considera que no existió una licitación normal. Para esto se define:

- Oferta insuficiente: si la oferta de ENFICC es inferior a la demanda objetivo. Se asignan las OEF a toda la ENFICC participante con los siguientes precios: $1.1 \times CE$ para las plantas existentes y $2 \times CE$ para las nuevas y existentes con obras.
- Competencia insuficiente: si la oferta de ENFICC es inferior a $1.04 \times$ Demanda Objetivo. Se hace la licitación y las OEF se asignan a los ganadores. Se paga a las plantas nuevas el precio de cierre y a las existentes el mínimo entre el precio de cierre y el $1.1 \times CE$.
- Participación insuficiente: si más del 50% de las OEF asignadas se destinan a plantas nuevas cuyos propietarios poseen plantas existentes, y si alguno de ellos tiene una participación en Energía Firme mayor al 15% de la demanda objetivo del año que se licita. Se paga a las plantas nuevas el precio de cierre y a las existentes el mínimo entre el precio de cierre y el $1.1 \times CE$.

La función de demanda cambia en cada nueva licitación: la Demanda Objetivo resulta de los pronósticos de demanda, y el CE se actualiza calculándolo como el 70% del CE de la anterior licitación más el 30% del precio de cierre. Hasta el momento no se han presentado situaciones que conlleven a la declaración desierta de una licitación dentro de este esquema.

Asignación para plantas con periodo de construcción superior a cuatro años (GPPS)²¹

Para promover la entrada de proyectos cuya construcción supera los cuatro años (principalmente los proyectos hidráulicos), la CREG incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo condiciones especiales, hasta diez años antes de que la energía firme del proyecto esté disponible. Consiste en permitirle que, una vez conocido el precio de cierre de la licitación a cuatro años, comunique a la CREG su interés en vender a ese precio una parte de su energía firme. Si la energía ofertada por este tipo de plantas, en alguno de los años de este segundo horizonte (del cuarto al décimo año), es superior al requerimiento establecido por la CREG (llamado Cantidad Máxima a asignar – CM–), es decir, si existe exceso de oferta en alguno de los años, se procede a realizar una segunda licitación de sobre cerrado para determinar las asignaciones de todos los años, manteniendo como precio máximo el obtenido en la licitación a cuatro años o licitación primaria.

4.2.2.3 Mercado Secundario de Obligaciones de Energía Firme

Derivado de las licitaciones de reloj descendente y de las licitaciones de plantas GPPS, se presenta además un mercado secundario para efectos de cobertura y respaldo. Es un mercado de contratos bilaterales donde sólo participan los generadores, en el cual mediante un contrato de respaldo, el generador con excedentes de Energía Firme los vende al agente deficitario. También, en este mercado se registran los respaldos entre plantas del mismo generador para efectos de cubrimiento ante indisponibilidades forzadas o por mantenimientos.

Los resultados de la aplicación de estos mecanismos de licitación se presentan en el siguiente capítulo.

4.2.3 Descripción de aspectos destacados del mecanismo

Instrumentos de contratación de energía y de confiabilidad

La presencia de dos tipos de mercado permite a los generadores dividir el riesgo, lo cual se refleja en costos más eficientes.

El primero de ellos es de licitaciones tipo sobre cerrado de contratos *forward* que van desde 1 a 3 años, típicamente. Aquí, el diseño del contrato es potestad del comprador quien puede ser distribuidor o comercializador. Cabe hacer anotar que este mecanismo está en evaluación y ya cursó el proyecto de resolución que cambiará este esquema por licitaciones de tipo reloj

²¹ GPPS: Generadores con Período de Planificación Superior ($4 < t \leq 10$ años)

descendente de productos homogéneos en tamaño y duración, con un comprador único en representación de los distribuidores y comercializadores quienes reportarían sus necesidades de energía y disposición al pago.

El segundo mecanismo y que complementa el mercado de contratos *forward*, es el mercado de opciones tipo *call* de Obligaciones de Energía Firme (OEF). Éste busca incentivar la inversión en generación para disminuir el riesgo de insuficiencia y tiene esquemas claramente diferenciados:

- Mecanismo de licitaciones de reloj descendente con un tiempo de planificación cercano a los 12 meses y tiempo de construcción de 4 años.
- Mecanismo de licitaciones de sobre cerrado para proyectos de generación cuyo tiempo de construcción sea superior a 4 años y menor a 10, el precio máximo de esta licitación está en función del precio de cierre de la licitación de reloj descendente.
- Mercado secundario de energía firme, el cual es un mercado donde los generadores pueden cubrir sus obligaciones de energía firme mediante contratos *swaps* o *forward* a partir de los excedentes de energía firme de otros generadores que no estén comprometidos en obligaciones derivadas de las licitaciones del cargo por confiabilidad.

Todos los años se realizan las licitaciones de obligaciones de energía firme para el 4to año hacia adelante y las licitaciones especiales cuando el margen es inferior al 40 %. Este sistema da cuenta de diferentes tiempos que permiten al generador realizar ajustes de posiciones.

Medición ex-post del desempeño de la licitación

Para poder participar en la licitación, las empresas deben cumplir los requisitos, presentar las garantías exigidas y los contratos o certificaciones de disponibilidad del combustible necesarios. Si las ofertas en la licitación no presentan mínimos estándares que garanticen la ejecución de un proceso competitivo (oferta insuficiente, competencia insuficiente o participación insuficiente), establecidos por la CREG, se considera que no existió una licitación normal.

4.3 Perú

4.3.1 Descripción del diseño y composición del mercado

La transformación del sector eléctrico peruano comenzó en 1992 con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). El objetivo de esta ley era crear las condiciones para el funcionamiento eficaz y competitivo del sector y al mismo tiempo, lograr la participación del sector privado.

La actividad eléctrica fue dividida en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Asimismo se establecieron dos sistemas de precios, uno regulado para las actividades que dadas sus características no pudieran realizarse en condiciones de competencia, y uno libre, para actividades que si puedan efectuarse en condiciones de

competencia. Consistente con esta nueva estructura de precios se introdujo una nueva metodología para el establecimiento de los precios o tarifas eléctricas reguladas en cada una de las actividades del mercado.

Para mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico se creó el COES (Comité de Operación Económica del Sistema), el cual tiene como función minimizar los costos de producción del sistema manteniendo la confiabilidad del suministro. Además de coordinar las actividades de transporte, generación y operación de la energía eléctrica. Adicionalmente, los generadores y los distribuidores realizan actividades de comercialización mayorista, que en principio pudieron separarse en entidades independientes, firmando contratos con los clientes libres o entre generadores y distribuidoras. Estas últimas mantienen el monopolio de la comercialización minorista, es decir, la que tiene como destino a los clientes regulados.

En el mercado eléctrico peruano:

- Se establece una separación de las actividades de generación, transmisión y distribución.
- El mercado spot solo se utiliza para valorar las transferencias entre los generadores (existe diferencia entre despacho y compromisos contractuales).
- Existe libre entrada en la generación y competencia por contratos.
- Se presenta competencia entre los generadores y los distribuidores por los denominados grandes clientes (≥ 2.5 MW).
- El despacho y precio en el mercado spot se fija usando los costos variables de las centrales e independientemente de los contratos financieros.
- No existen comercializadores independientes.
- Las distribuidoras no pueden comprar directamente al mercado spot.

La ley²² para el desarrollo eficiente de la generación, establece que ningún generador puede contratar con los usuarios libres y distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros. La energía firme es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica, y la que resulta de la indisponibilidad programada y fortuita, para las unidades de generación térmica. La potencia firme se determina con criterios similares.

Las ventas de energía desde los generadores a los distribuidores, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan mediante:

- Contratos sin licitación: cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados).
- Contratos resultantes de licitaciones: contratos derivados de licitaciones convocadas por los distribuidores las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832.

²² Ley No. 28832 del 2006. “LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA”.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía. Los procesos de licitación deben realizarse mínimo con 3 años de anticipación. Están definidos tres tipos de licitaciones con el fin de que los distribuidores obtengan contratos con los generadores, que brindan flexibilidad al distribuidor para garantizar la cobertura de la demanda. En la Tabla 5 se presenta un resumen sobre los plazos de contratación.

Tipo	Plazo contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Larga Duración	Entre 5 y 10 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado
Mediana Duración	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados respecto de lo estimado con antelación
Corta Duración	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado

Tabla 5. Plazos de contratación

Los precios de compraventa en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por OSINERGMIN para cada proceso de licitación. Dicho valor se hace público únicamente si la licitación no cubre la totalidad de la demanda licitada por haberse ofrecido a precios superiores al precio máximo o por falta de participantes.

Además, la Ley N° 28832 establece también un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. Este régimen incentiva al distribuidor a suscribir contratos con más de tres años de anticipación, autorizándolo a la incorporación de un cargo en los precios a sus usuarios regulados, adicional al que sería necesario para cubrir su compra de energía del generador. Dicho cargo resulta directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el reglamento, y no puede ser superior al 3% del precio de energía resultante de la licitación.

Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2 500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2500 kW son clientes libres, para los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores.

La Ley N° 28832 prevé la participación en el mercado spot de corto plazo de los grandes usuarios libres, sin embargo, falta a la fecha la reglamentación respectiva. Esta ley reglamenta además la opción para los clientes libres pequeños de acogerse a su elección, a la condición del cliente libre o usuario regulado. Con antelación a la Ley N° 28832, los clientes libres sólo podían adquirir energía en el mercado de contratos libres que resultaba de la negociación con una empresa generadora o una distribuidora. Los contratos usuales de clientes libres, en su enorme mayoría, han sido pactados sin contemplar la posibilidad de cesión de posición contractual con la consiguiente falta total de liquidez en este mercado.

Las tarifas y compensaciones que los clientes libres deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión y distribución son precios regulados por el OSINERGMIN, lo cual fue reglamentado en la Ley de Concesiones Eléctricas. De igual forma el OSINERGMIN regula las tarifas que deben pagar las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural por el uso de las redes principales de los ductos en alta presión.

Por otra parte, existen incentivos dirigidos a fomentar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, entre los cuales figuran:

- a) El cumplimiento de la ejecución de las obras está exceptuado de la presentación de una garantía (carta fianza).
- b) Los titulares de concesión definitiva de generación pueden calificar para la recuperación anticipada del IGV²³.
- c) Se permite invocar razones técnico-económicas como una excepción al cumplimiento de las obligaciones de ejecución de obras. La Ley N° 27435 (Ley de Promoción de Concesiones Hidroeléctricas) derogó el requisito de presentar un Estudio Económico - Financiero del Proyecto para la obtención de concesión definitiva. La mencionada ley establece que la garantía para las solicitudes de concesión temporal de generación no será mayor al equivalente del 1% del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 UIT²⁴, durante el período de concesión.

Para sistemas aislados rurales, se tiene en vigencia la Ley N° 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país, que tiene por finalidad promover el uso de las energías renovables no convencionales.

Para la seguridad del abastecimiento eléctrico en generación, particularmente en la gestión de los grandes embalses, existe la programación de la operación de mediano plazo del Sistema

²³ IGV: Impuesto General a las Ventas (18%)

²⁴ UIT: Unidad Impositiva Tributaria, es un valor de referencia que puede ser utilizado en las normas tributarias para determinar las bases imponibles.

Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a cargo del COES, donde se determina la forma de utilización de los embalses con un horizonte de un año.

A nivel nacional, los agentes que participan en el subsector electricidad interactúan según la normatividad vigente, y dentro de una organización que promueve el respeto a los derechos de las empresas para realizar actividades eléctricas, establecen los medios de protección al consumidor y el cuidado del medio ambiente.

En la Figura 22, se presentan los agentes promotores, reguladores y los agentes directos (empresas y clientes) que intervienen en los procesos de licitaciones y promoción de la inversión, cuyas funciones principales se describen a continuación:

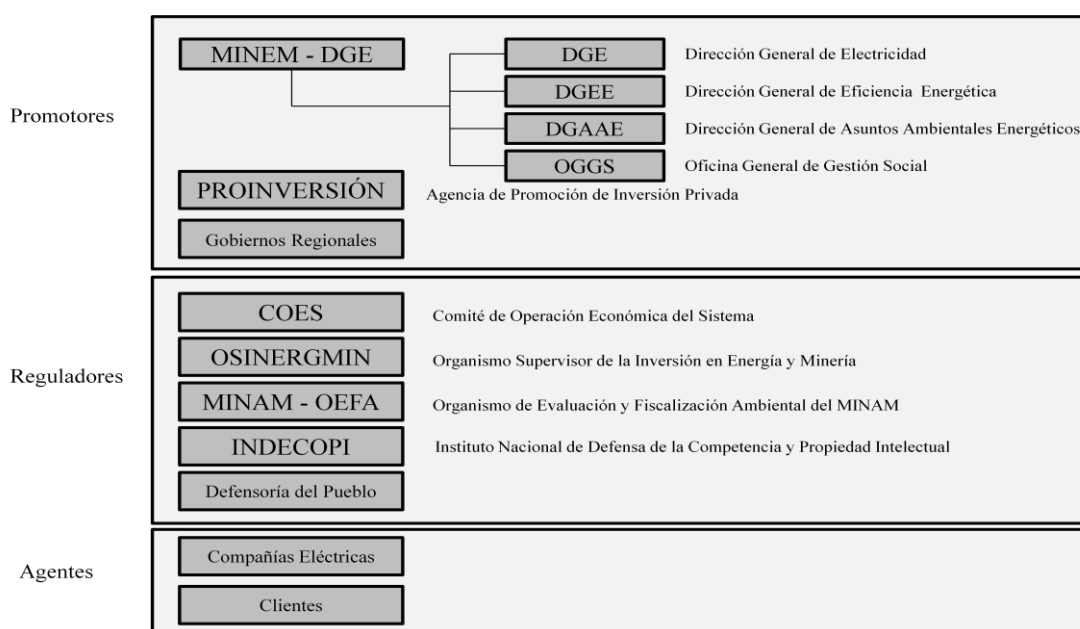


Figura 22. Agentes del mercado energético en Perú

4.3.1.1 Promotores

DGE: Concede derechos para la realización de estudios y construcción de infraestructura eléctrica considerando la aprobación ambiental previa de la DGAAE. Asimismo, promueve la generación de proyectos y norma las políticas del gobierno central para el sector eléctrico.

DGEE: Se encarga de proponer la política de eficiencia energética, que incluye las actividades promocionales y regulatorias que sean necesarias en relación a las actividades energéticas renovables y no renovables. En ese sentido, se encarga de formular el Plan Energético Nacional, y actualizar el Balance de Energía.

DGAAE: Evalúa y aprueba los estudios ambientales de los proyectos eléctricos de acuerdo a las políticas del MINAM y los estándares ambientales vigentes en la normatividad nacional.

OGGS: Apoya en el establecimiento de una relación armoniosa entre las empresas y la población para un desarrollo sostenible a nivel social y local.

Gobiernos Regionales: Impulsan los pequeños proyectos de electricidad según sus planes y políticas locales.

4.3.1.2 Reguladores

COES: Es un organismo técnico que coordina la operación del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Asimismo, planifica el desarrollo de la transmisión del SEIN y administra el Mercado de Corto Plazo. El COES está conformado por todos los agentes del SEIN (Generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres).

OSINERGMIN: Determina los precios de referencia en base a la política de precios de electricidad establecida por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), también supervisa y fiscaliza el cumplimiento de los contratos de concesión eléctrica. En ese sentido norma los procedimientos necesarios para sus actividades y ejerce la aplicación de las sanciones respectivas.

MINAM - OEFA: Supervisa y fiscaliza los efectos al ambiente de acuerdo a las políticas del Ministerio del Ambiente (MINAM) y los estándares ambientales vigentes en la normatividad nacional; asimismo ejerce la aplicación de sanciones respectivas.

INDECOPI: Defiende la competencia del mercado eléctrico y los derechos de los consumidores.

Defensoría del Pueblo: Emite opinión y sugerencia a nivel persuasivo en protección a los derechos constitucionales de la persona y de la comunidad, y cumplimiento de los deberes de la administración pública y la prestación de los servicios públicos a la ciudadanía como es el caso de la electricidad.

4.3.1.3 Agentes directos

Empresas Eléctricas

Dada la desintegración vertical, en el sector eléctrico participan empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de electricidad tanto privadas como estatales. Respecto a las empresas estatales, el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) es la entidad que norma y dirige la actividad empresarial del estado; esta incluye a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A (ADINELSA), una empresa estatal que administra la infraestructura de electrificación rural y sistemas aislados que es ejecutada por el estado en forma de subsidio para las zonas de pobreza y extrema pobreza. Cabe mencionar, que Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE) es una institución sin fines de lucro que asocia a las empresas del sector minero y energético más representativas del país.

Cientes

Son los consumidores directos que demandan electricidad para realizar sus actividades industriales y económicas o para su uso a nivel residencial. En caso de ser grandes consumidores, tienen la opción de ser clientes libres (precio a libre negociación). Cabe señalar, que la Sociedad Nacional de Industrias (SNI) es una institución sin fines de lucro que asocia a las empresas industriales más representativas del país.

4.3.1.4 Tarificación

La fijación de tarifas eléctricas se realiza en el marco estipulado por la Ley de concesiones eléctricas, la estructura de las mismas deben reflejar el costo económico de los recursos utilizados en las distintas actividades de generación, transmisión y distribución. Las tarifas de energía que se cobran al cliente final se calculan tomando en consideración los siguientes componentes:

Precio en Barra

En la estructura del precio en barra considerando el costo de energía y de potencia; el cual es fijado por OSINERGMIN con base en la variación de la oferta y la demanda, incorporando en dicha variación el precio de los combustibles. El estudio mediante el cual se define el precio en barra es actualizado semestralmente en los meses de mayo y noviembre, lo que permite al organismo regulador reajustar el precio en barra en concordancia con las proyecciones efectuadas para un horizonte de cuatro años.

El Precio en Barra rige a los contratos que fueron negociados con anticipación al modelo de licitación. Adicionalmente, es posible negociar contratos nuevos fuera del proceso de licitaciones a Precios en Barra si las partes así lo desean.

Precio Spot

Adicionalmente dentro de la estructura de precios de energía está el precio spot, este corresponde al precio de venta de energía entre generadoras el cual se realiza con la finalidad de poder cumplir de manera adecuada con los contratos de dotación de energía a clientes y poder cubrir de esta manera los desbalances en términos de generación. El precio spot se determina en base a los costos de generación de las unidades marginales.

4.3.2 Descripción general del mecanismo de licitación

En la estructura de contratación descrita anteriormente, los principios básicos de la licitación del sistema peruano son los siguientes:

- Es facultad de cada distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al

veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor. No obstante los requerimientos están sujetos a la aprobación y supervisión general por parte del regulador (OSINERGMIN).

- Es obligación del distribuidor iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, con el fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados queden sin cobertura de contratos.
- El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos OSINERGMIN aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor
- Los distribuidores pueden combinar sus demandas para participar conjuntamente en la licitación de suministro. Los usuarios libres pueden solicitar que su demanda sea incorporada en una oferta de licitación organizada por un distribuidor.
- El regulador establece un precio máximo para cada licitación. El precio máximo solo se revela si la licitación no cubre todas las demandas.
- En caso de declararse desierta una licitación y/o hay ofertas rechazadas porque su precio ha superado el máximo establecido por el regulador, se llama a una nueva licitación. No hay restricciones de participación para nuevos oferentes y no es obligación participar en esta nueva convocatoria si se participó en la primera. Al declararse desierta una licitación, el procedimiento estipula que se debe divulgar el precio máximo, siendo necesaria otra licitación y por consiguiente el ajuste de dicho precio. De igual forma no se revela este precio durante el siguiente llamado (i.e. no existe fórmula pública para determinar este precio).

El producto licitado en un contrato de energía que incluye la demanda y sus asociados, la energía de punta y fuera de punta. Los precios ofrecidos son únicamente para la energía y el valor máximo es remunerado por medio de los pagos por capacidad regulada. La energía licitada cumple dos requisitos:

- Una componente mínima; y
- Otra variable, opcional solicitada por los distribuidores.

La parte fija se considera *take-or-pay* y la parte variable adicional tiene un mínimo de contratación obligatorio.

La aplicación de las licitaciones de energía no ha eliminado el cálculo del precio de barras. Por tanto los generadores pueden contratar a los distribuidores de dos formas:

- Por licitación; o
- Por contratación directa a un precio no superior al determinado administrativamente de precio de barras, o por medio de los contratos de energía adjudicados en las licitaciones.

El sistema regulatorio peruano también permite la adquisición de tecnologías especiales a través de licitaciones específicas. La reglamentación asociada a estas licitaciones son las mismas que las descritas anteriormente. La diferencia clave radica en el hecho que el Estado

define la demanda y el costo total resultante de la compra de nueva energía, se socializa entre todos los usuarios (regulados y Libres) por medio de un impuesto específico.

Las licitaciones en el Perú han sufrido dos fases principales.

- Los tres primeros años de periodo transitorio desde el 2006 al 2009. En éste se licitaron productos con duración de cinco años y 3 años de anticipación. Esta primera fase se realizó mediante licitaciones *pay-as-bid* de sobre cerrado. El objetivo principal de este período de transición era estimular la contratación de generación con el fin de cubrir bloques de demanda que no habían sido contratadas bajo el esquema de tarifa regulada.
- Las licitaciones a partir del 2009, cuyas características se resumen a continuación:
 - El mecanismo utilizado es igualmente el de licitaciones *pay-as-bid* de sobre cerrado, pero el distribuidor puede optar por un mecanismo alternativo de reloj descendente, pero hasta la fecha no se ha utilizado este esquema.
 - Cada licitante puede presentar hasta tres ofertas que pueden comenzar hasta 2 años después de la fecha de inicio del contrato, esto se considera sólo cuando las licitaciones no son suficientes para cubrir la demanda.
 - En el caso de nuevos proyectos hidroeléctricos, se aplica un factor de descuento a la energía ofertada (a partir de 2010). El descuento se define mediante resolución del regulador y comúnmente se ha fijado en un 15%, con el fin de incentivar el desarrollo de la generación hidroeléctrica. Los inversionistas, no obstante, reciben los pagos según los precios realmente ofertados.

Figura 23 muestra las etapas y modificaciones del esquema de licitaciones.

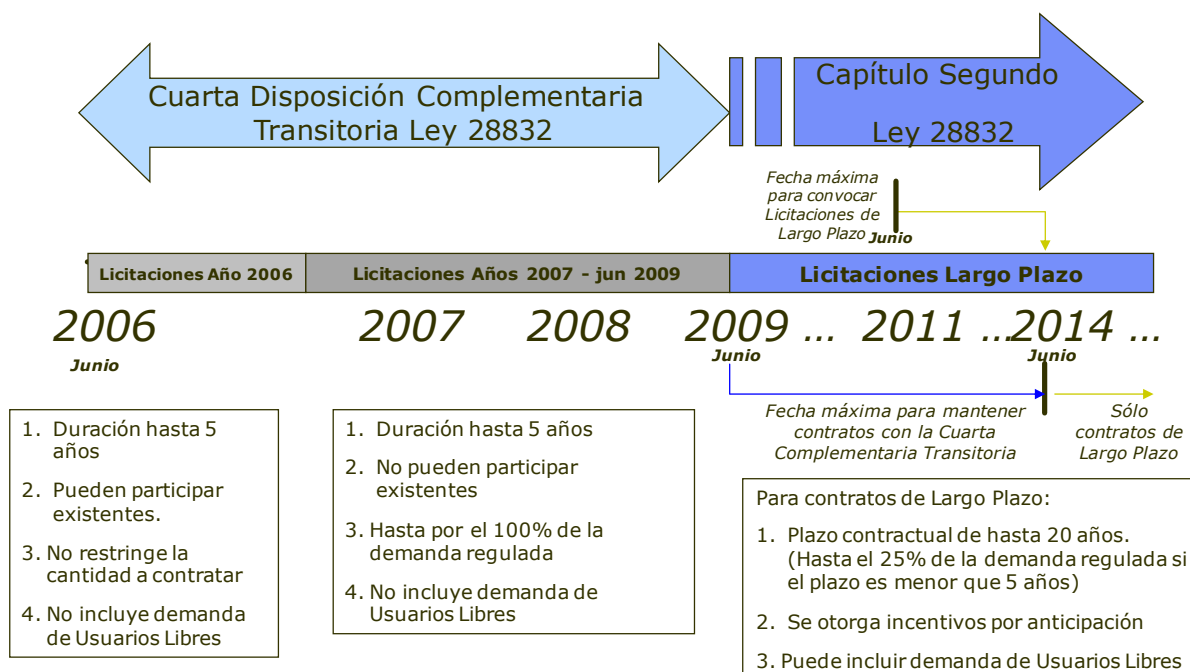


Figura 23. Fases y modificaciones de los esquemas de licitaciones

4.3.3 Descripción de aspectos destacados del mecanismo

Handicaps

Con el objeto de atraer la participación de nuevas centrales hidroeléctricas se ha establecido un factor de descuento sobre las ofertas provenientes de proyectos hidráulicos. Este factor de descuento permite que la comparación de los precios ofertados en el mecanismo de casación sea favorable a proyectos hidráulicos. No obstante, después de la adjudicación son los precios realmente ofertados por los participantes los considerados en los contratos de suministro.

Relación horizonte-cantidad

Cada distribuidor establece sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. No obstante, los contratos con plazos inferiores a cinco años no podrán cubrir requerimientos mayores al 25% de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.

Precios máximos

Para efectos de cada licitación el OSINERGMIN establece un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual deberá incentivar inversiones eficientes en generación, tomando en cuenta el plazo de suministro a que se refiere el inciso I del artículo 8 de la Ley No. 28832²⁵. Dicho precio máximo se mantendrá en reserva y en custodia de un Notario Público durante el proceso de licitación, haciéndose público únicamente en caso de no presentarse ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.

En los casos en que, como resultado de la Licitación, no se obtuvieran ofertas de abastecimiento suficientes a un precio inferior o igual al precio máximo para cubrir toda la demanda licitada, se priorizará la asignación de las ofertas ganadoras a la atención de la demanda de los Usuarios Regulados. En estos casos, se efectuará una nueva convocatoria dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, debiendo incorporarse las modificaciones que sean necesarias al proceso de licitación, las que deberán ser aprobadas por el OSINERGMIN.

Los resultados de la aplicación de estos mecanismos de licitación se presentan en el siguiente capítulo.

²⁵ Ley No. 28832 del 2006. “LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA”.

4.4 Illinois

4.4.1 Descripción del diseño y composición del mercado

El mercado eléctrico de Illinois ha experimentado profundos cambios en la última década, motivados principalmente por modificaciones a la reglamentación federal, afectando de manera importante la generación, la estructura empresarial y las opciones de los consumidores.

La transformación de este mercado se inició en rigor en 1996, donde según lo establecido en las ordenes 888 y 889 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), las empresas de servicios debían dar acceso abierto a las redes a todos los vendedores independientes, estableciendo además la conformación de un Operador Independiente del Sistema (ISO) para gestionar la estabilidad de la red y establecer pautas de funcionamiento y brindar sistemas de información de la operación del sistema. De esta manera se creó un mercado spot con competencia en generación independiente de la transmisión y una demanda de usuarios finales representados por empresas de servicios o comercializadores, los cuales realizan sus transacciones físicas en cada nodo del sistema a partir de los resultados del despacho coordinado por el ISO.

En 1997, la Asamblea General de Illinois aprobó el Servicio Eléctrico de Elección del Cliente consolidando (i.e. el proceso de desregulación en Illinois). Las dos principales empresas de servicio eléctrico, ComEd (ahora propiedad de Exelon) e Illinois Power (ahora propiedad de Ameren), fueron objeto de recortes de tasas de rentabilidad aproximadamente del 20% y de el congelamiento de tarifas hasta el 2005 (que luego se extendió hasta el 2007). Esta ley abrió el mercado a los Alternative Retail Electric Suppliers (ARES), que competirían contra los Investor Owned Utilities (IOUs), las cuales eran las empresas originales estatales integradas verticalmente. Los ARES son empresas de comercialización quienes compran la energía a productores independientes para atender la demanda. Estas compañías, a diferencia de los IOUs, no son propietarias de redes de distribución, teniendo que pagar además garantías para soportar sus operaciones a no ser que tuvieran activos de generación integrados. Adicionalmente, sus tarifas no son aprobadas o reguladas por la Comisión de Comercio de Illinois (ICC) como si ocurría con las IOUs.

Durante este período de transición de 10 años, al ser congeladas las tarifas residenciales y de pequeños comerciantes, la demanda fue cubierta mediante contratos de largo plazo. En el año 2004, la ICC inició una serie de seminarios y estudios para determinar qué hacer después de la finalización del período de transición. Una de las recomendaciones fue el uso de licitaciones como un método de contratación a largo plazo, siguiendo el ejemplo de otros estados en los Estados Unidos como el de Nueva Jersey. Así, el año 2006 la ICC aprobó el uso de la licitación propuesta por Exelon y Ameren. En septiembre de 2006, la licitación se llevó a cabo y el efecto sobre las tarifas se inició en enero de 2007.

Los resultados de la licitación generaron controversia por el nivel de precios alcanzado, pues la definición de los productos de la licitación 2006 de Illinois no pudo capturar, de una manera natural, la característica sobresaliente de la electricidad. Adicionalmente, las empresa Exelon y Ameren tenían una clara ventaja en la licitación, debido a su gran tamaño de activos de generación, afectando directamente la competencia.

Este incremento de precios, según la reglamentación, fue trasladado en su totalidad a los usuarios finales creando reacciones negativas hacia todas las empresas y entidades participantes y coordinadoras de la licitación. Lo anterior motivó a que la Comisión de Comercio de Illinois interviniera y subsidiara con US\$ 1000 millones a los usuarios para atenuar los incrementos. Fue así como la Asamblea General de Illinois desarrolló y aplicó del marco jurídico vigente para la formación de la Illinois Power Agency (IPA), cuya función principal es obtener suministro eléctrico para todas las empresas de Servicios Públicos Eléctricos de Illinois (básicamente ComEd y Ameren).

El IPA es una agencia estatal cuyo propósito es asegurar la adecuada, segura y asequible atención de la demanda de manera eficiente y ambientalmente sostenible al más bajo costo para Illinois. El IPA también introdujo un *Renewable Portfolio Standard* que contempla que al 2025, el 25% del suministro de electricidad debe provenir de tecnologías renovables. Esta agencia fue creada como una entidad totalmente nueva dentro del Estado para actuar como intermediario en las ventas de energía al por mayor para los comercializadores de Illinois. Sin embargo, la función del IPA no es la compra de energía, sino la intermediación entre la demanda y los proveedores, realizando planes de adquisición el cual debe ser aprobado por la ICC cada año antes de una licitación.

Por ley, el IPA debe presentar su plan de adquisición el 15 de agosto de cada año, con un período de comentarios, seguidos de las revisiones y aprobación final de la CPI que debe ser emitida el 31 de diciembre. De esta manera en marzo del siguiente año, la agencia solicita los contratos mediante la emisión de una Solicitud de Propuesta (RFP) y aceptación mediante sobre cerrado. Participan además un consultor como administrador de adquisiciones, y el organismo administrador analiza las ofertas para determinar los medios de menor costo y así llenar las necesidades de cada empresa.

Por otra parte, participa un supervisor o monitor del proceso, el cual es independiente y es seleccionado para vigilar el proceso de contratación e informar los resultados a la IPA. Finalmente es la ICC quien aprueba los resultados de todos los eventos de contratación.

Es así como desde el 2008 se han realizado 3 licitaciones o solicitudes de adquisición (RFP) para contratación de energía para los comercializadores con la agencia como representante de los mismos.

4.4.2 Descripción general del mecanismo de licitación

Debido a que el proceso de licitación desarrollado en el 2006 fue el más impactante para el mercado debido a sus resultados, se describirá este mecanismo en detalle con el fin de establecer las causas de los inconvenientes que generó el diseño de la licitación y en especial el tipo de productos licitados. El mecanismo de licitación de la electricidad utilizado en 2006 fue el mecanismo de reloj descendente simultaneo de varios productos. La licitación se realizó para asegurar el suministro confiable de las empresas de distribución de Ameren-CILCO, CIPS y de IP, y Exelon-ComEd para los próximos 17 a 41 meses. Debido al hecho que cada empresa tenía grupos de contratos con consumidores a precios fijos y otros con planes referidos a precios en tiempo real, fue necesario realizar dos licitaciones en paralelo.

El abastecimiento a los clientes que tenían plan de precios fijos se adquirió a través de la sección de precio fijo de la licitación. Para el cliente en tiempo real que se propuso una sección de precio por hora, pero los resultados de esta sección no fueron aceptados.

El diseño e implementación de la licitación fue realizada por NERA Economic Consulting utilizando el formato de la licitación de Nueva Jersey en 2002. Las partes involucradas en la licitación fueron 2 compradores (Ameren y ComEd), 21 vendedores y el administrador de la licitación. Adicionalmente, participaron la Comisión de Comercio de Illinois (ICC) y un supervisor o monitor de la licitación (ver Figura 24). Este último tiene la misión de revisar los resultados de la licitación y dar recomendaciones a la ICC. La comisión sobre la base de estas recomendaciones determina si aprueba o no los resultados de la licitación.



Figura 24. Estructura de la licitación de Illinois

Los productos se diferencian por compañía de distribución, la clase del cliente y la duración del contrato. Hay dos clases de clientes de ComEd-CPP-B y el CPP-A-, sus características más destacadas son:

- CPP-B o proceso competitivo - Mixtos: residencial, de servicios designado de iluminación y pequeños clientes comerciales con una demanda menor 400 kW.
- CPP-A o proceso competitivo - Anual: grandes clientes comerciales e industriales con una demanda superior a 400 kW.

De la misma manera, para las filiales de Ameren hay dos clases de clientes-BGS-FP y BGS-LFP:

- BGS-FP o Servicio Básico de Generación – precios fijos: los clientes residenciales y pequeñas empresas con una demanda menor de 1 MW.
- BGS-LFP o servicio de generación de base - grandes clientes precio fijo: los grandes clientes comerciales e industriales con una mayor demanda de igual a 1 MW.

El conjunto de productos con todas las características se muestran en la Figura 25.

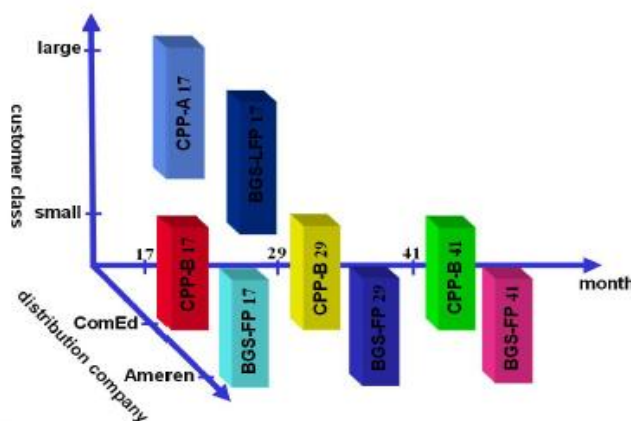


Figura 25. Conjunto de productos en la licitación de suministro de Illinois

La unidad de cada producto se especifica en función de segmentos de demanda. El segmento cronológico de carga x% se define como el porcentaje de la carga en cada momento del tiempo durante ese período. La Figura 26 muestra la evolución de los segmentos para 1 a 4 unidades.

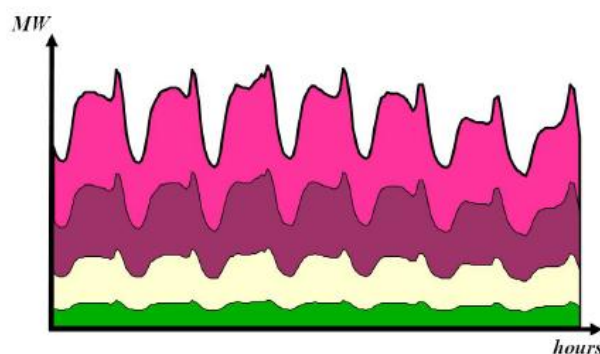


Figura 26. Producto de 1 y 4 unidades con segmentos de 10%

Esta licitación tiene un complejo conjunto de reglas con el propósito de estimular la competitividad, facilitar la transparencia y evitar los fallos del mercado. Las reglas son ampliamente detalladas en el Reglamento de Licitación de Illinois. A continuación se describen algunas de las normas más relevantes de este reglamento.

- Para cada conjunto de productos de una empresa de distribución, a cada ofertante no se le permite hacer una oferta más que el tope de carga, siendo este tope el número máximo de segmentos que un oferente puede vender a la empresa de distribución.
- Los vendedores pueden cambiar los segmentos entre los productos.
- La disminución en el precio de un producto es una función de la sobreoferta de este tipo de producto.

Los resultados de la aplicación de estos mecanismos de licitación se presentan en el siguiente capítulo.

4.4.3 Descripción de aspectos destacados del mecanismo

El diseño del contrato/producto es un aspecto clave

En el caso del suministro de electricidad la definición de los contratos es esencial para el buen funcionamiento el desempeño del mercado de licitaciones para los contratos de electricidad. Para el caso de la licitación del 2006 en Illinois, los segmentos definidos de cada uno de los productos difirieron en gran medida con respecto a los considerados comúnmente en los mercados eléctricos de muchos países.

La principal diferencia es que, mientras que los contratos típicos especifican el monto total de la energía y/o la potencia, los contratos licitados en Illinois representaban el porcentaje de la demanda que el proveedor debe cumplir durante la vigencia del contrato. Así, la cantidad de consumo es desconocida al momento de la firma el contrato, generando incertidumbres que se reflejarían en las ofertas de los generadores. Desde el punto de vista de las empresas de distribución, tal mecanismo parecería conveniente, pero la incertidumbre desde el lado del generador conlleva la consideración de una prima de riesgo implicando mayores precios en la oferta de los contratos, siendo incluso en algunos casos muy superior al precio spot.

Obligación de contratación mediante contratos mal diseñados

Otro aspecto destacable en cuanto al diseño mismo, es que el consumidor fue obligado a contratar su demanda al 100 % con productos mal diseñados lo cual produjo que la cartera de la distribuidora fuera poco flexible. De esta manera, los riesgos de las distribuidoras, incluyendo el riesgo volumétrico, fue transferido al generador. La consideración entonces de las primas del generador y los efectos en los precios motivaron incluso a que los grandes consumidores tuvieran preferencia por realizar contratos directos con los generadores fuera de las licitaciones organizadas.

4.5 Comparación de elementos principales

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla que muestra las principales características de diseño de cada uno de los mecanismos de licitaciones estudiados.

Característica	Brasil	Colombia (carga por confiabilidad)	Perú	Illinois (2006)
Matriz	hidro 75% térmica 25%	hidro 65% térmica 35%	hidro 60% térmica 40%	nuclear 50% térmica 50%
Crecimiento de carga por año	5-6%	4-6%	5-8%	3-4%
Objetivos de la contratación	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad. Regulación de precios.	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad	Suministro confiable de las empresas de distribución

Característica	Brasil	Colombia (cargo por confiabilidad)	Perú	Illinois (2006)
Competencia de distintas tecnologías en un proceso	Proyecto específico, tecnología específica y toda la energía	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos
Grado de centralización	Licitaciones conjuntas organizadas por el gobierno	Licitación conjunta para asegurar la confiabilidad y cerrar la brecha entre la oferta y la demanda, organizado por una agencia del gobierno	Las compañías distribuidoras gestionan y organizan la licitación, posibilidad de licitaciones conjuntas	Las compañías distribuidoras gestionaban y organizaban la licitación hasta el 2006. Posterior lo hace la Agencia de Energía.
Compradores	Usuarios regulados	Todos los consumidores	Usuarios regulados, pero los consumidores libres pueden ser incluidos	Usuarios regulados
Vendedores	Por separados nuevos generadores y generadores existentes	Existentes y nuevas fuentes de energía con incentivos diferenciados	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación
Responsable de la previsión de carga	Cada período de licitación las empresas de distribución informan su pronóstico de carga a las empresas de suministro	El regulador proporciona la demanda total del sistema, es el puente entre el generador y el distribuidor.	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución
Período de gracia	1,2 y 3 años de gracia a los contratos de 1,5 y 15 años, vinculados a la energía certificada	de 3 a 7 años adelante	3 años en adelante para cualquier período de hasta 15 años	1 año
Total hasta la fecha	31	3 de reloj descendente. 1 GPPS	3	1 de este tipo. (3 en el nuevo esquema)
Volumen ¹ (GW o aGW ²)	57 aGW	3.5 GW	3.0 aGW	30 GW
Proceso de licitación	Licitación 2 fase híbrida	Licitación de reloj descendente para $t \leq 4$ años. Sobre cerrado $4 < t \leq 10$ años	Sobre cerrado	Reloj descendente
Decisiones de política energética	Licitaciones específicas de tecnologías y proyectos	Compiten todas las tecnologías juntas. En renovables sólo han participado minihidros	Hay licitaciones de energía renovables	Actualmente hay incentivos para renovables
¿Con qué frecuencia se organizan licitaciones?	Licitaciones regulares organizadas por el estado	Licitaciones periódicas organizadas por el regulador	El comercializador decide	El comercializador decide. Desde el 2008 coordinado con la Agencia de Energía

Tabla 6. Características generales de licitación por país

5 EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LICITACIONES: DESEMPEÑO Y PROBLEMAS

A continuación se presentan de manera cuantitativa y descriptiva los resultados de los distintos tipos de licitaciones realizadas en cada uno de los países referenciados.

5.1 Brasil

4.1.1. Resultados generales: precio y volumen licitado por proceso

En general, entre el 2004 y 2010 Brasil ha realizado 31 licitaciones de contrato con 57.000 aMW²⁶ de energía firme contando tanto las adiciones de capacidad nueva como las renovaciones de contratos. En las licitaciones, la mayor participación de proyectos contratados corresponde a centrales termoeléctricas movidas por combustibles fósiles (44%²⁷). El resumen de resultados se muestra en la Figura 27.

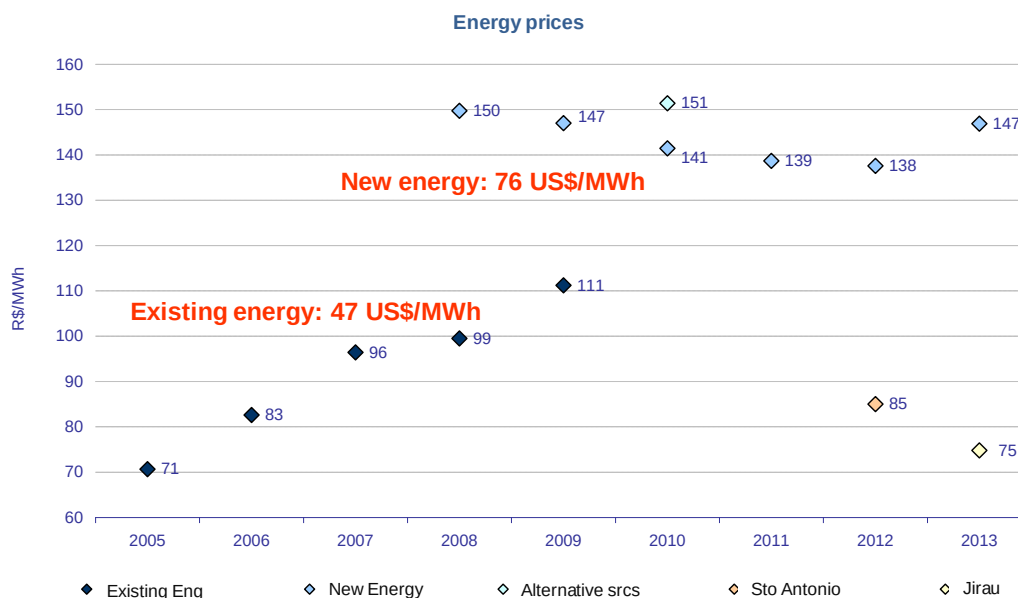


Figura 27. Promedio de precios de contratos en Brasil en Reales\$/MWh y \$US/MWh

Se han llevado a cabo licitaciones de proyectos específicos para el suministro regulado para grandes centrales hidroeléctricas en la región amazónica (tres plantas: San Antonio - 3150MW-, Jirau -3300 MW-, y Belo Monte -11233 MW-, los cuales fueron licitados en los procesos de contratación específicas llevadas a cabo en 2007, 2008 y 2010, respectivamente).

²⁶ Average MW = MW promedio

²⁷ Este porcentaje corresponde a generación con gas, pues la generación con carbón representa sólo el 1.2% de la capacidad instalada total del sistema debido a las exigentes normas ambientales.

El gobierno tiene una prerrogativa de llamar a una licitación para contratar una determinada cantidad de energía, incluso cuando no estaba contemplado en las previsiones de demanda elaborado por las empresas de distribución, estas licitaciones, llamada “licitaciones de reserva de energía”, que se organizan con el fin de aumentar el margen de reserva, o para fomentar el desarrollo de determinadas fuentes de energía, como las energías renovables. Tabla 7 y Tabla 8 muestran los resultados de licitaciones para energías de biomasa de caña de azúcar, mini hidráulica y eólica.

	PROINFA			Tecnología Específica		
	MW	GWh/año	US\$/MWh	MW	GWh/año	US\$/MWh
Eólica	1423	3740	154	1800	6596	80
Pequeñas Hidro.	1191	6260	96			
Biomasa	779	2661	77	2379	4800	84
Capacidad Total (MW)	3393			4179		
Total Energía (GWh/año)	12661			11396		
Costo promedio (US\$/MWh)	109			82		
Costo Total (millon US\$/year)	1380			934		

Tabla 7. Resultados generales de los principales mecanismos renovables en Brasil

Promotor	Capacidad Instalada MW	Energía contratada (MW Promedio)	Precio (MW)
Eletrosul	90	33	70,81
Desenvix	90	34	75,67
Focus	122	55	78,62
Renova	270	127	78,82
Elecnor Energin	96	35	80,58
Ineravante	42	19	81,06
Petrobras	101	49	81,08
CPFL	180	76	81,08
Impsa	211	83	81,62
Dobreve	144	66	81,64
Gestamp	48	16	82,25
Martifer	218	80	82,32
Coomex	30	10	82,43
Bioenergy	162	70	82,46
TOTAL	.,804	753	80,21

Tabla 8. Resultados de la energía eólica del 2009

En general, las licitaciones de nueva capacidad en Brasil han atraído tanto el interés de los inversionistas nacionales y extranjeros como posibles proveedores que han incluido una amplia gama de tecnologías tales como nuevos proyectos de energía hidroeléctrica, gas, carbón y plantas de fuel-oil con innovadoras tecnologías controladoras de emisiones, biomasa de caña de azúcar, y las importaciones de los países vecinos mediante las interconexiones internacionales. Brasil ha realizado con éxito un total de 31 licitaciones de energías nuevas y existentes hasta ahora incluidos los de fuentes renovables y grandes proyectos hidroeléctricos. Desde 2005, cuando el mecanismo obligatorio se puso en práctica hasta abril de 2010, se han contratado aproximadamente 57000 MW con inicios de suministro desde 2008 hasta 2015, mediante contratos con duraciones que van desde 15 a 30 años. Esto incluye a unos 5800 MW de renovable no convencionales y 17500 MW de grandes centrales hidroeléctricas en la Amazonía. Del total de la capacidad contratada de nueva generación, el 49% proviene de los recursos hídricos, el 44% de los recursos térmicos y el 8% restante de fuentes no convencionales renovables como la biomasa y la energía eólica.

Una última licitación de energía renovable se llevó a cabo en Brasil en agosto de 2011, obteniéndose una capacidad adicional de 2900 MW. Esto incluye 70 parques, 12 de caña de azúcar plantas de cogeneración y siete pequeñas centrales hidroeléctricas. La energía eólica adjudicada fue de 2050 MW a un precio de 75 US\$/MWh, la energía de biomasa adjudicada fue de 713 MW de capacidad a un precio de 82 US\$/MWh, y las pequeñas centrales hidroeléctricas participaron con 132 MW a un precio de 81 US\$/MWh.

5.2 Colombia

En el caso de Colombia se hace necesario presentar los resultados y desempeños de las principales variables de los dos mercados de licitaciones dado que son mecanismos complementarios tal como se describió anteriormente.

5.2.1 Resultados de las licitaciones de contratos *forward*

Las licitaciones de contratos *forward* en Colombia, se realizan en el entorno de un esquema de contratos OTC. En este contexto las licitaciones se presentan periódicamente y organizadas de forma natural por parte de los agentes comercializadores. Dado lo anterior la cantidad de licitaciones es numerosa. En la Figura 28, se observa la evolución del precio medio de este tipo de contratos a partir del 2007, comparándose contra el precio de bolsa y el precio del mercado no regulado.

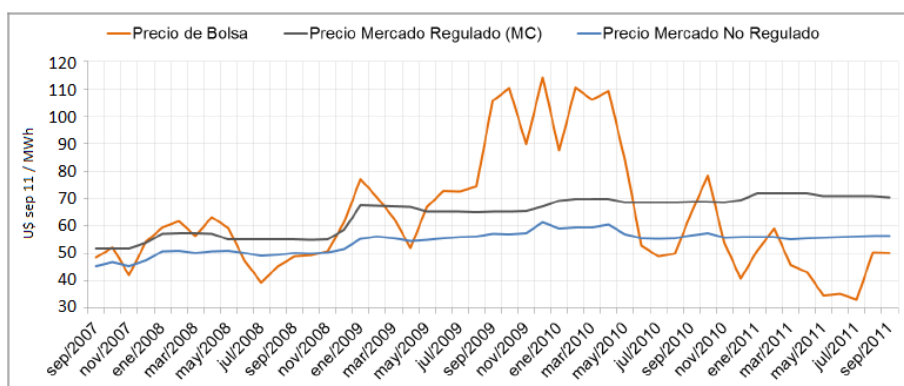


Figura 28. Evolución de precios Medios Mercado Contratos Bilaterales en Colombia

Se observa entonces como actualmente el precio medio de los contratos tanto del mercado regulado como no regulado está por encima del precio spot promedio. Estos contratos fueron licitados y adjudicados en el 2009 y 2010, donde la inercia de los altos precios al inicio 2010 marcaron una tendencia generalizada para todo el año dando como resultado esta gran diferencia, motivado además por las altas hidrologías actuales que llevan a un descenso considerable del mercado spot.

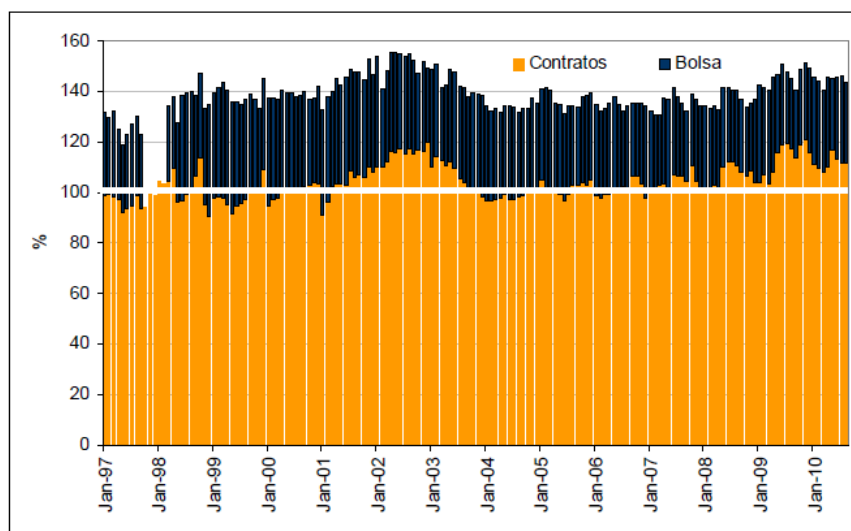


Figura 29. Nivel de contratación y exposición a bolsa de los comercializadores

El mercado colombiano tiene un alto índice de transacción de contratos bilaterales (ver Figura 29) los cuales, particularmente, son reportados además al operador del mercado. Este mercado se ha dinamizado aún más con la incorporación del recién creado mercado de derivados eléctricos.

Otro aspecto relevante es que a pesar que la demanda no está obligada a contratarse 100 % hay una tendencia natural por parte de los distribuidores a hacerlo dada la alta volatilidad del

precio de bolsa a pesar que en condiciones de alta hidrología los precios caen notablemente, muy por debajo incluso del precio medio de contratos. Cabe anotar que todas estas contrataciones son cubiertas con plantas existentes con el fin de mitigar el riesgo de mercado.

5.2.2 Resultados de las licitaciones del cargo por confiabilidad

En la Tabla 9 y Tabla 10 se observan los resultados de la primera licitación de obligaciones de energía firme realizada en mayo de 2008 para cubrir la energía requerida en 2012 y 2013. Esta licitación permitió la entrada de un nuevo agente generador al mercado (Poliobras), los otros dos proyectos fueron adjudicados a firmas existentes en el país y es de resaltar la tecnología, pues dado el tiempo de construcción de 4 años sólo permite el desarrollo de centrales térmicas y pequeñas centrales hidroeléctricas. Posterior a esta licitación se han realizado dos más para asignar las Obligaciones de Energía Firme restantes para los años 2013-2014 y 2014-2015, pero estas han sido cubiertas con la ENFICC de las centrales existentes.

Precio de cierre	13,998	US\$/MWh
Asignación de OEF	65.869	GWh-año

Tabla 9. Precio de cierre y cantidad Licitación de OEF, mayo 2008

Agente	Planta	Capacidad (MW)	Tecnología	OEF (GWh-año)
Gecelca	Gecelca 3	150	Térmica / Carbón	1.117
Poliobras	Termocol	202	Térmica / F. Oil	1.678
ISAGEN	Amoyá	78	Hidro	214
Total proyectos nuevos				3.009
Total existentes				62.860
Total				65.860

Tabla 10. Resultado proyectos adjudicados licitación OEF, mayo 2008

Las curvas de demanda y oferta de ENFICC durante la licitación mostraron el comportamiento que se muestra en la Figura 30.

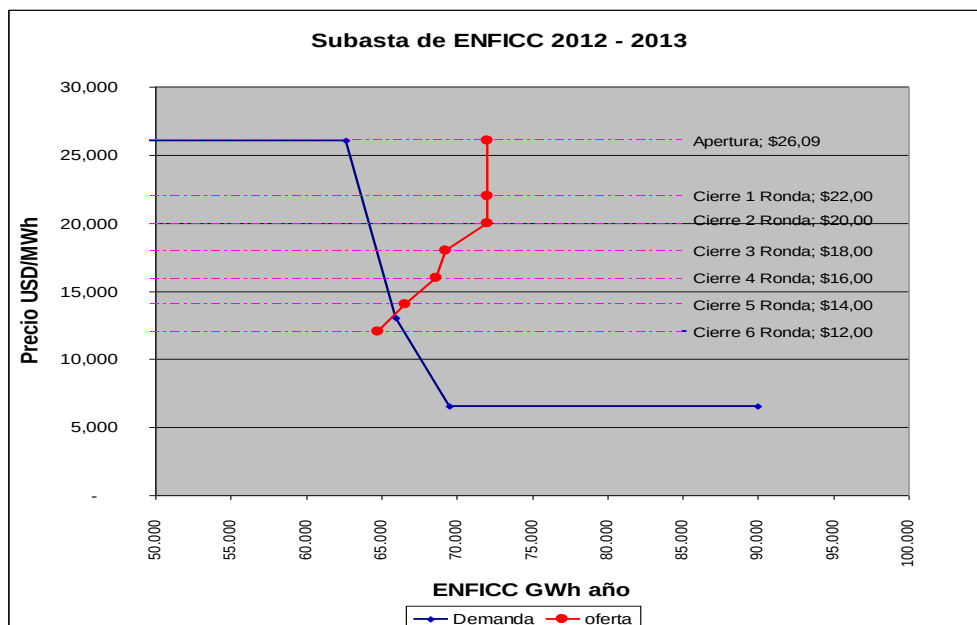


Figura 30. Desarrollo de las rondas de la licitación OEF Mayo/2008

5.2.3 Resultados licitación de sobre cerrado plantas GPPS

A partir del precio de la licitación de reloj descendente, se establece el precio máximo para las licitaciones de sobre cerrado para las plantas GPPS, es decir, proyectos de generación con tiempo de construcción mayor a 4 años pero menor a 10. En este caso se presenta ya la adjudicación de proyectos de mayor capacidad en su totalidad a plantas hidroeléctricas y con dos particularidades;

- el precio de despeje finalmente asigna el 64 % de la demanda objetivo a raíz del cruce en la curva de la demanda desarrollada por el regulador y la función de oferta de los generadores; y
- que los proyectos serán desarrollados por empresas existentes, en particular por las 4 empresas de mayor participación.

La Tabla 11 presenta los valores de la demanda objetivo licitada y la adjudicada. La Tabla 12 y la

Tabla 13 muestran los resultados de las licitaciones de sobre cerrado de las proyectos GPPS, donde se observa que éste mecanismo es el que viabilizó los proyectos de gran capacidad.

	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	Total
Demanda GWh-año	1.778,5	1.909,5	1.964,5	2.013,0	2.170,0	9.836
Asignación Total	1.032,1	1.178,5	1.565,3	1.420,7	1.085,0	6.282
% de Asignacion de Demanda	58,0%	61,7%	79,7%	70,6%	50,0%	63,9%
Demanada sin cubrir	746,4	731,0	399,2	592,3	1.085,0	3.554,0

Tabla 11. OEF licitada y asignada licitación GPPS

Empresa	Proyecto	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	Total	Inicio-Vigencia	Fin-Vigencia
EMGESA	Quimbo	400,0	452,3	500,0	300,0		1.650,0	01/12/2014	30/11/2034
EPMM	Porce IV		321,5	319,7	320,6		961,7	01/12/2015	30/11/2035
EPMM	Pescadero					1.085,0	1.085,0	01/12/2018	30/11/2038
EPSA	Cocuana	49,5	0,6				50,1	01/12/2014	30/11/2034
Promotora Miel II	Miel II	182,6	1,8				184,4	01/12/2014	30/11/2034
ISAGEN	Sogamoso	400,0	402,2	747,9	800,1		2.350,3	01/12/2014	30/11/2034
Asignación Total		1.032,1	1.178,5	1.567,6	1.420,7	1.085,0	6.281,5		

Tabla 12. Asignación OEF anual por proyecto licitación GPPS

	Capacidad (MW)	ENFICC (GWh)	OEF (GWh)	%
Quimbo	396,0	1.750,0	1.650,0	94%
Porce IV	400,0	1.923,0	961,7	50%
Ituango	2.400,0	8.563,0	1.085,0	13%
Cucuana	60,0	50,0	50,0	100%
Miel II	135,2	184,0	184,0	100%
Sogamoso	800,0	3.791,0	2.350,3	62%

Tabla 13. Proyectos adjudicados y porcentaje de asignación OEF licitaciones GPPS

Se asignaron OEF para 20 años a todos los proyectos GPPS, a un precio de 13,998 US\$/MWh (precio que es percibido como ingreso fijo por parte de los generadores para los próximos 20 años una vez entre en operación) y un 64% de la cantidad máxima disponible (CM). Tal como se mencionó, todos estos proyectos son centrales hidroeléctricas.

5.3 Perú

5.3.1 Resultados generales: precio y volumen licitado

Entre el 2006 y el 2008 se llevaron a cabo tres procesos de licitaciones. En este periodo, dadas las fallas en el mecanismo se presentaron dos aspectos relevantes:

- Fueron anuladas un alto número de licitaciones.
- Se declararon desiertas 3 licitaciones a raíz de ofertas superiores al precio de reserva, con la revelación posterior de la adjudicación máxima.

Estos resultados demuestran que el diseño no era eficiente y no consiguió la cobertura total del volumen licitado. En consecuencia, en el 2008 este sistema fue sustituido por un remate centralizado y siguiendo el enfoque de Brasil.

Es así como derivado del cambio en el esquema, entre el 2009 y 2010 se han adjudicado 3869 MW correspondientes al 100% de la demanda licitada, para suministros desde el 2014 al 2023 con un precio promedio de 4,84 cUS\$/kWh, lo cual da cuenta del éxito en el cambio de esquema. Adicionalmente en los dos últimos años se han realizados dos licitaciones de energías renovables con una capacidad adjudicada de 459 MW dando lugar incluso a proyectos de energía solar, pero a un precio considerablemente más alto que las energías

convencionales (22,1 cUS\$/kWh). El detalle de las licitaciones se presenta en el siguiente numeral.

5.3.2 Precios resultantes

A continuación se describen los resultados de las licitaciones exitosas realizadas entre el 2009 y 2010 tanto para energías convencionales como energías renovables, bajo el nuevo esquema semejante al de Brasil.

En marzo del 2009 se abren tres licitaciones de largo plazo, para las siguientes fechas de suministro y duración de contratos:

1. Licitación ED-01-2009-LP 2014-2021 (8 años)
2. Licitación ED-02-2009-LP 2014-2023 (10 años)
3. Licitación ED-03-2009-LP 2014-2025 (12 años)

Los resultados de estas licitaciones se pueden observar en la Tabla 14. Estas licitaciones fueron exitosas ya que la demanda requerida se cubrió en un 100%.

Posteriormente, en el 2010 se realizaron los siguientes procesos:

Año 2010:

- Licitación Electro Oriente Sistema Aislado: 2013 - 2027 (14 años)
- Licitación Electro Oriente SEIN: 2013 - 2023 (10 años)
- Licitación ED-01-2010-LP: 2014 - 2021 (8 años)
- Licitación LDS-01-2010-LP: 2014 - 2023 (10 años)
- Licitación ELD-01-2010-LP: 2014 - 2018 (4 años 11 meses)

Los resultados de estas licitaciones se pueden observar de igual forma en la Tabla 14. Cabe anotar que las licitaciones ED-01-2010-LP, Electro Oriente SEIN y Electro Oriente Sistema Aislado se declararon desiertas (la primera de ellas al presentarse una oferta superior al precio de reserva y las dos restantes por falta de oferta).

Año	Licitación	Potencia Requerida (MW)			Potencia Adjudicada (MW)			Precio de cierre	% Cubrimiento
		Fija	Variable	Total	Fija	Variable	Total	Ctv US\$/KWh	
2009	ED-01-2009-LP : 2014-2021	1010,70	202,1	1212,9	1010,7	202,1	1.212,9	4.25	100%
2009	ED-02-2009-LP : 2014-2023	551,9	110,4	662,3	551,9	110,4	662,3	4.55	100%

Año	Licitación	Potencia Requerida (MW)			Potencia Adjudicada (MW)			Precio de cierre	% Cubrimiento
		Fija	Variable	Total	Fija	Variable	Total	Ctv US\$/KWh	
2009	ED-03-2009-LP : 2014-2025	541,6	108,3	649,9	541,6	108,3	649,9	4.66	100%
2010	DISTRILUZ: 2013-2022	465,1	93	558,1	387,6	77,5	465,1	4.73	100%
2010	LDS -01-2010-LP: 2014 -2023	558	111,6	669,6	558	111,6	669,6	6.03	100%
2010	ELD-01-2010: 2014 – 2018	24,9	5	29,9	24,9	5	29,9	8.12	100%
Totales		3.152,2	630,4	3.782,6	3.074,7	614,9	3.689,6		100%

Tabla 14. Resultado licitaciones 2009 - 2010

Por otra parte, la regulación peruana permite la adquisición de tecnologías de generación específica si existe un interés público. En consecuencia, en 2008 Perú organizó una licitación solamente para la energía hidroeléctrica. En febrero del 2010, un mecanismo similar se aplicó de nuevo en una licitación para las energías renovables. En la primera convocatoria los participantes de la licitación no conocían los precios máximos (fijados por OSINERGMIN), por lo que las ofertas adjudicadas presentaron precios más competitivos. No obstante, al descubrirse el precio máximo en la primera convocatoria, la mayoría de los participantes de la segunda convocatoria, se han ajustado a los precios máximos a los valores de mercado que había resultado en la primera convocatoria. Estos resultados se muestran en la Tabla 15 y Tabla 16.

Tecnología	Demanda Requerida		Precio Tope	Oferta Adjudicada		Precio Medio Adjudicado	Precio Adjudicado Vs Tope	Factor de Planta Promedio
	Potencia (MW)	Energía (MWh)	(ctv. US\$/kWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	(US\$/MWh)		
			(US\$/MWh)					
Hidro	500		74	180,3	1084,30	60,33	-18%	69%
Eólica		320	110	142	571	80,36	-27%	46%
Biomasa		813	120	27,4	143,3	63,45	-47%	60%
Solar		181	269	80	172,9	221,09	-18%	25%
	500	1314	Total con Hidro	429,7	1971,60	80,5		52%
			Total sin Hidro	249,4	887,2	105,1		41%

Tabla 15. Resultados de la 1ra Licitación RER

	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Cantidad De proyectos	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)	Cant.de Proyectos	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)	Adjudicado US\$/MWh	de Planta Promedio
Hidro		681	16	169	1044	7	102	680	53,21	76%
Eólica		429	6	333	1351	1	90	416	69,00	53%
Biomasa RA		593	1	38	228	0	0	0		
Biomasa RU		235	1	2	14	1	2	14	99,99	80%
Solar		43	13	118	257	1	16	43	119,90	31%
Total		1981	37	659	2895	10	210	1153	61,96	63%

Tabla 16. Resultados de la 2da Licitación RER

5.3.3 Precios bajos vs concretización de la inversión

Una medición del éxito de los resultados de una licitación es el porcentaje de proyectos adjudicados que efectivamente se logran concretar. Un análisis escéptico de los bajos precios asociados a los proyectos eólicos en el Perú asigna una alta probabilidad al posible hecho que los oferentes fueran demasiado optimistas en las proyecciones de costos, necesitando a futuro renegociaciones o simplemente la retirada de los proyectos ya comprometidos. Por el momento, los precios bajos despejados por el mecanismo se pueden entender como un éxito del mismo.

5.4 Illinois

5.4.1 Resultados generales: precio y volumen licitado

La Tabla 17 muestra el resumen de los tipos de productos licitados y sus respectivos plazos.

Empresa Distribución	Tipo de Consumidor	Duración (Meses)	Volumen (MW)	x %	Segmentos Requeridos
ComEd	0 – 400 kW	17	13879	0,36	92
		29			93
		41			93
	> 400 kW	17	4376	1,14	88
Ameren	0 – 1 MW	17	5366	0,93	35
		29			36
		41			36
	> 1 MW	17	1853	2,70	37

Tabla 17. Productos licitación Illinois

El proceso de las licitaciones se inició el 05 de septiembre de 2006 con los precios iniciales fijados por el administrador de la licitación. Los precios iniciales fueron 104 US\$/MWh para los grandes consumidores y 100 US\$/MWh para los clientes pequeña y medianos de Ameren y ComEd. El proceso finalizó el 8 de septiembre, luego de 39 rondas. La Figura 31 muestra la evolución de cada una de las rondas.

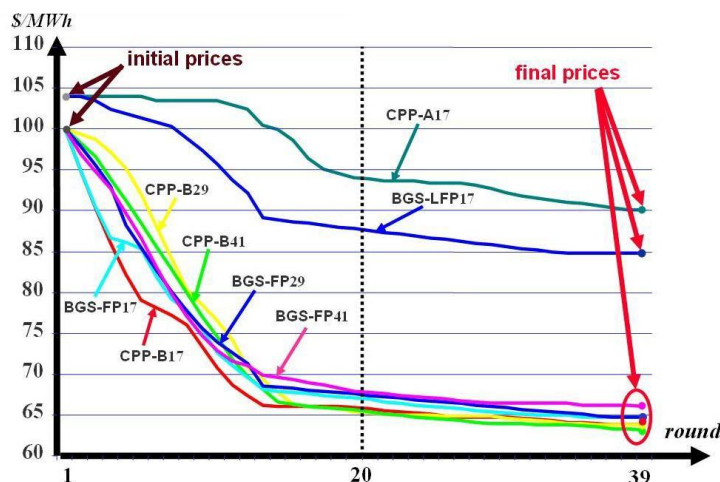


Figura 31. Evolución de precios en las rondas de la licitación

Cuando la licitación ha finalizado y todos los productos han sido adjudicados, la demanda ya está cubierta, por lo tanto los compradores tienen la certeza de cubrimiento de todas las cargas a pesar de la incertidumbre. No obstante, cada vendedor al cual se le ha adjudicado algún producto, seguirá estando expuesto a esa incertidumbre en cada segmento vendido, más aún en las proyecciones de crecimiento de la demanda. Esta aleatoriedad en la carga implica incertidumbre en el volumen a suministrar, convirtiéndose en un riesgo volumétrico de la capacidad, lo cual se suma a la incertidumbre de los recursos requeridos para el suministro o cumplimiento de las obligaciones adquiridas por los vendedores. La incertidumbre volumétrica está directamente relacionada con la prima de riesgo que incluye el generador en las ofertas. Los productos CPP-A17 y BGS-LFP17 están más expuestos a incertidumbres (ver Figura 31).

5.4.2 Precios resultantes

El aspecto de la transparencia de la licitación de electricidad 2006 Illinois llegó a través de la amplia información a disposición de todos los posibles participantes antes del proceso y la difusión de los resultados después de su finalización. No hubo información publicada por el administrador de la licitación después de cada ronda que no sea el nivel de precios para la próxima ronda y el rango de exceso de oferta por el total de los productos. En general, los niveles de precios resultantes de los 8 productos fueron altos, tal como se presenta en la Tabla 18 y la Tabla 19.

ComEd				
Grupo de Consumidores	Pequeño y Mediano			Gran Cliente
Producto	B17	B29	B41	A17
Precio Inicial (US\$/MWh)	100,00	100,00	100,00	104,00
Precio Final (US\$/MWh)	63,96	64,00	63,33	90,12

Tabla 18. Precios Inicial y final precios productos Comed

Ameren				
Grupo de Consumidores	Pequeño y Mediano			Gran Cliente
Producto	FP17	FP29	FP41	LFP17
Precio Inicial (US\$/MWh)	100,00	100,00	100,00	104,00
Precio Final (US\$/MWh)	64,77	64,75	66,05	84,95

Tabla 19. Precios Inicial y final precios productos Ameren

Los precios resultantes de las licitaciones de electricidad Illinois son considerablemente más altos que los precios medios spot en el MISO y PJM para Illinois.

6 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL MECANISMO DE LICITACIÓN EN CHILE

Se describen a continuación las principales características del mercado eléctrico y de las licitaciones de suministro. Luego se realiza un análisis crítico de su desempeño.

6.1 Descripción del diseño de mercado chileno

En este mercado, los generadores reciben ingresos por concepto de ventas de energía, potencia (capacidad) y servicios complementarios. De estos, sólo el precio de la energía se despeja mediante mecanismos de mercados, el resto se determina mediante métodos administrativos.

6.1.1 Venta de energía

En Chile, un generador tiene básicamente cuatro alternativas para vender la energía que produce:

- Contrato con una distribuidora.
- Contrato con otro generador.
- Contrato con un consumidor no regulado (cliente libre).
- Venta de la energía en el mercado mayorista spot.

La venta de energía de los generadores a los clientes regulados de las empresas distribuidoras se hace a través de las licitaciones de suministro, reguladas por el DFL N°4. Antes de la aprobación de la Ley N° 20.018 ó Ley Corta II (mayo de 2005), estas transferencias de energía se valorizaban a Precios de Nudo, valor determinado cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Los generadores están obligados a participar en el mercado spot, comprando o vendiendo las diferencias entre su generación y sus ventas de energía a distribuidores y clientes libres mediante contratos. La venta de energía en el mercado spot constituye la opción básica de comercialización, a la cual tienen derecho todos los generadores. La venta y compra de energía en el mercado spot son valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico (precios spot horarios).

Dependiendo de la opción que escoja un generador para vender la energía, es la volatilidad de sus ingresos.

6.1.2 Ventas de potencia (capacidad)

Las empresas generadoras deben estar en condiciones de satisfacer la demanda de punta anual de sus clientes (distribuidores y clientes libres) con su capacidad de generación. En caso de poseer capacidad en exceso, ésta es vendida a otros generadores. Así, el generador

deficitario debe comprar capacidad a un generador excedentario. Estas transferencias de capacidad resultan del proceso conocido como Balance de Potencia.

6.1.3 Estructura de precios en generación

En Chile existen estructuras de precios separadamente para los segmentos de generación, transmisión y distribución, los que están basados en la teoría marginalista nodal tanto para el pago de la operación como para el pago de la capacidad.

El sistema de precios se basa en dos elementos: precio de la energía y precio de la potencia (capacidad). En la práctica, el esquema de precios que se implementa es a través de un cobro por concepto de energía (a todos los consumidores) y un cargo adicional –usualmente llamado cobro por potencia- que se impone sólo a aquellos que consumen en período de punta.

Estos dos productos, y sus precios asociados, recorren toda la cadena de suministro generación-transmisión-distribución, según se muestra en la Figura 32.

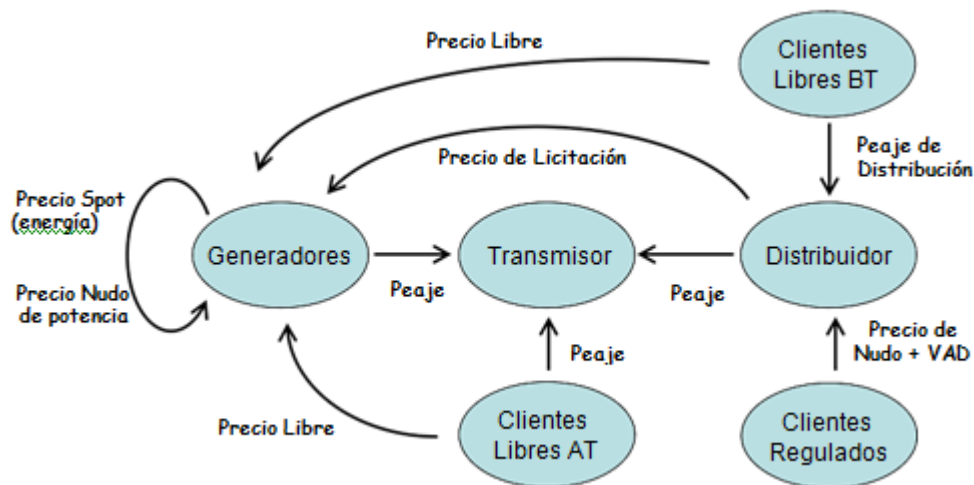


Figura 32. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

En su aplicación al sector generación, la tarificación a costo marginal se basa en que en condiciones de óptimo, esto es, en que la estructura y capacidad del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de energía, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de potencia de punta, cubren exactamente los costos de capital más los costos de operación de los productores.

Las empresas de generación, transmisión y distribución se distribuyen geográficamente en el territorio nacional en cuatro sistemas eléctricos, los que de norte a sur son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y finalmente el Sistema de Magallanes; siendo el SING y el SIC los más importantes, ya que en su conjunto contienen el 99% de la potencia instalada del país.

6.2 Estructura de mecanismo de licitación para contratación de largo plazo

En el año 2004 se realizó un cambio legal (ley Corta II) que definió un nuevo modelo de regulación para incorporar una señal de mercado real en los precios del consumidor regulado, a través de mecanismos de licitaciones. El cálculo actual del precio de la energía, que realiza la CNE, basado en los precios spot esperados a largo plazo, se suprimirá a medida que se desarrollen nuevas licitaciones. El objetivo es reflejar las expectativas de costos de los generadores e inversionistas en la contratación e incorporación de nueva generación y promover la existencia de un mercado atractivo con rentabilidades aceptables y competitivas.

Las características específicas de las licitaciones de electricidad son las siguientes:

1. Los distribuidores deben estar 100% contratados y por todo el tiempo al menos por los próximos 3 años;
2. Los distribuidores deben contratar su energía a través de licitaciones;
3. Cada distribuidor entrega en la licitación sus necesidades de consumo de acuerdo a sus propios criterios;
4. Un grupo coordinado de distribuidores puede organizar un proceso conjunto con el fin de licitar su demanda neta al mismo tiempo;
5. Los distribuidores pueden licitar contratos hasta 15 años a un precio indexado;
6. Antes de la licitación, el regulador establece un precio máximo anunciado públicamente;
7. Antes de la licitación, el precio de la capacidad es determinado y publicado por el regulador (el cual se indexa al Consumer Price Index –CPI-)
8. A pesar la exigencia de la Ley de adjudicar las ofertas de precio mínimo, la licitación realiza una selección arbitraria (i.e. no de mínimo costo) de oferentes para adjudicar los contratos mediante una heurística (ver Anexo II).

Dado que los distribuidores son los que definen:

- el diseño del mecanismo de las licitaciones,
- las proyección de demanda y el tipo de contrato,
- el momento del llamado,
- características del bloque licitado, tales como, monto de energía a contratar y duración de contrato,
- y otras características de diseño,

la normativa exige que las bases propuestas por los distribuidores deben ser revisadas y finalmente aprobadas por el regulador. Una consecuencia inmediata de este alto grado de descentralización es que los contratos han resultado distintos dependiendo del distribuidor que los licita²⁸.

²⁸ Los contratos estandarizados tienen varios beneficios que se ilustran mediante la experiencia de Brasil. A pesar que en principio los contratos podrían resultar estandarizados si los distribuidores los proponen en el modelo chileno, este hecho es improbable que ocurra sin una obligación reglamentaria. Además, dicha estandarización es improbable que presente los mismos beneficios que en el modelo Brasileiro donde se consideran objetivos más globales y que son más intangibles para los distribuidores (e.g. confiabilidad del sistema).

Los contratos son desarrollados con entregas de energía por lo menos 3 años antes del inicio del contrato lo cual permitiría a los inversionistas, en teoría, obtener financiación para sus proyectos y disponer del tiempo suficiente para la construcción de nuevas plantas. Este requisito aplica sobre todos los tipos de demanda (línea base y crecimiento), y no existe una clara definición y separación de distintos productos o de licitaciones para generación nueva y existente.

El precio de la potencia es fijo en el contrato y no se oferta y el pago asociado se determina automáticamente asumiendo factores de carga promedios.

Todos los contratos se asignan por medio de un mecanismo de una oferta combinatoria multi-objetivo en sobre cerrado.

Los detalles del mecanismo se asumen conocidos para la CNE y se pueden encontrar en las últimas bases de licitaciones conjuntas, como por ejemplo, en las correspondientes al primer llamado del proceso 2010.

6.2.1 Comparación de elementos principales

A continuación, se presenta una comparación de los elementos conceptuales de los distintos mecanismos de licitaciones de suministros estudiados en este informe.

Característica	Brasil	Colombia (carga por confiabilidad)	Perú	Illinois (2006)	Chile
Matriz	hidro 75% térmica 25%	hidro 65% térmica 35%	hidro 60% térmica 40%	nuclear 50% térmica 50%	hidro 40% térmica 60%
Crecimiento de demanda por año	5-6%	4-6%	5-8%	3-4%	4-6%
Objetivos de la contratación	Atraer inversionistas para aumentar la capacidad. Regulación de precios.	Atraer inversionistas para aumentar la capacidad	Atraer inversionistas para aumentar la capacidad	Suministro confiable de las empresas de distribución	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad. Regulación de precios
Competencia de distintas tecnologías en un proceso	Proyecto específico, tecnología específica y toda la energía	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos
Grado de centralización	Licitaciones conjuntas organizadas por el gobierno	Licitación conjunta para asegurar la confiabilidad y cerrar la brecha entre la oferta y la demanda, organizado por una agencia del gobierno	Las compañías distribuidoras gestionan y organizan la licitación, posibilidad de licitaciones conjuntas	Las compañías distribuidoras gestionaban y organizaban la licitación hasta el 2006. Posterior lo hace la Agencia de Energía.	Las compañías distribuidoras gestionan y organizan la licitación, posibilidad de licitaciones conjuntas
Compradores	Usuarios regulados	Todos los consumidores	Usuarios regulados, pero los consumidores libres pueden ser incluidos	Usuarios regulados	Usuarios regulados

Característica	Brasil	Colombia (carga por confiabilidad)	Perú	Illinois (2006)	Chile
Vendedores	Por separados nuevos generadores y generadores existentes	Existentes y nuevas fuentes de energía con incentivos diferenciados	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación
Responsable de la previsión de carga	Cada período de licitación las empresas de distribución informan su pronóstico de carga a las empresas de suministro	El regulador proporciona la demanda total del sistema, es el puente entre el generador y el distribuidor.	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución
Período de gracia	1,2 y 3 años de gracia a los contratos de 1,5 y 15 años, vinculados a la energía certificada	De 3 a 7 años adelante	3 años en adelante para cualquier período de hasta 15 años	1 año	3 años en adelante para cualquier período de hasta 15 años
Total hasta la fecha	31	3 de reloj descendente. 1 GPPS	6	1 de este tipo. (3 en el nuevo esquema)	4 SIC + 1 SING
Volumen¹ (GW o aGW²)	57 aGW	3.5 GW	3.0 aGW	30 GW	3.4 aGW
Proceso de licitación	Licitación 2 fase híbrida	Reloj descendente para $t \leq 4$ años. Sobre cerrado $4 < t \leq 10$ años	Sobre cerrado	Reloj descendente	Sobre cerrado, licitación combinatorial.
Decisiones de política energética	Licitaciones específicas de tecnologías y proyectos	Compiten todas las tecnologías juntas. En renovables sólo han participado minihidros	Hay licitaciones de energía renovables	Actualmente hay incentivos para renovables	Compiten todas las tecnologías juntas
¿Con qué frecuencia se organizan licitaciones?	Licitaciones regulares organizadas por el estado	Licitaciones periódicas organizadas por el regulador	El comercializador decide	El comercializador decide. Desde el 2008 coordinado con la Agencia de Energía	El comercializador decide

Tabla 20: Características generales de licitación por país

6.3 Desempeño del mecanismo de licitaciones

6.3.1 Descripción de resultados

A la fecha, se han realizado cuatro procesos en el SIC de licitaciones los que la CNE ha llamado 2006-1, 2006-2, 2008-1 y 2010-1²⁹ y uno en el SING. Cada uno de estos procesos presentó dos llamados consecutivos producto de la insuficiente cobertura de la demanda durante el primer llamado. El precio promedio de los contratos vigentes al año 2011 en el SIC (i.e. contratos licitados en 2006-1, 2006-2 y 2008-1) tiene un valor indexado de 101 US\$/MWh³⁰. La distribución de los precios por empresa generadora y distribuidora se presenta en la Tabla 21.

²⁹ http://www.cne.cl/cnewww/opencms/12_Utiles/licitacion/licitaciones/antecedentes.html

³⁰ Precio en barras de oferta e indexado a septiembre 2011.

Empresa generadora	Precio medio licitación	Energía contratada	Empresa distribuidora	Precio medio licitación	Energía contratada
	US\$/MWh	GWh/año		US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	108	5419	Chilectra	67	12000
Campanario	172	1750	Chilquinta	139	2567
Colbún	100	6782	EMEL	98	2007
Endesa	87	12825	CGE	147	7220
Guacolda	87	900	SAESA	96	4432
EMELDA	172	200			
EPSA	172	75	Precio medio de licitación	101	
Monte redondo	172	275			
Precio medio de licitación	101				

* Precios referidos a barras de oferta, indexado sep 2011

Tabla 21. Precios de contratos vigentes al año 2011 negociados mediante licitaciones reguladas de suministro en el SIC (indexados a septiembre 2011)

Los precios anteriores (ver Anexo III), por tratarse de contratos vigentes, reflejan el estado de contingencia al estar indexados al precio del mercado spot. Dicha indexación se acordó como medida de corto plazo con el fin de dar reflejo de los altos costos de producción de electricidad durante el periodo entre enero del 2010 y julio del 2012.

La señal de largo plazo entregada por los procesos de licitación se presenta en la Tabla 22, donde se muestran los precios indexados resultantes de las licitaciones a julio del 2012³¹. La Tabla 22 incluye todos los contratos licitados a la fecha.

La Tabla 22 muestra un valor promedio menor y más ajustado a los valores esperados de costos de desarrollo del sistema, lo que se presentan en la Tabla 23.

El promedio de precios de contratos está compuesto de varias ofertas aceptadas para cada uno de los bloques que fueron licitados en los distintos procesos. Estos bloques suman 27 si se consideran solamente los licitados durante los primeros llamados. La distribución de precios observada en los distintos bloques refleja una dispersión con una importante participación de ofertas aceptadas sobre 100 US\$/MWh (precio en barra de oferta indexado a julio 2012). La distribución de costos asociados a los contratos licitados se muestra en la Figura 33.

³¹ Este cálculo supone indexadores (CPI y precios de combustibles) constantes desde última información disponible (septiembre 2011). En realidad, estos precios se pueden entender como la indexación a septiembre 2011, pero sin la componente de indexación a costos marginales.

Proceso	Generador	Precio oferta	Precio oferta indexado julio 2012	Inicio suministro	Precio promedio indexado julio 2012
		US\$/MWh	US\$/MWh		US\$/MWh
2006-1	Endesa	51	62	2010	75
	AES Gener	56	107		
	Colbun	54	73		
	Guacolda	55	87		
2006-2a	Endesa	61	57	2011	60
	Colbun	58	63		
2006-2b	AES Gener	66	72	2011	72
2008-1a	AES Gener	88	91	2010	108
	Campanario	100	103		
	Colbun	124	128		
	Endesa	102	105		
	Monte Redondo	111	114		
2008-1b	EMELDA	102	105	2010	103
	Endesa	100	103		
	EPSA	105	108		
	Monte Redondo	93	96		
2010-1a	Endesa	91	101	2013-2014-2015	100
	Puyehue	87	91		
	Panguipulli	89	92		
Precio Indexado Total Julio 2012					82

* Precios referidos a barras de oferta

a y b se refiere al primer y segundo llamado, respectivamente

Tabla 22. Señal de precios (en barra de oferta) de largo plazo de los procesos de licitación en el SIC (indexados a julio 2012)

Tecnología	Costos inversión de US\$/kW	Costos variables de operación US\$/MWh	Factor de planta promedio %	Costo de Desarrollo US\$/MWh*
Embalse	1.950	5	65%	38
Pasada	2.100	5	65%	41
Geotérmica**	3.550	2	85%	47
Minihidroeléctrica	3.000	5	65%	55
Carbón	2.350	48	85%	83
Nuclear	6.000	17	85%	89
Eólica	2.000	8	30%	96
GNL	750	91	65%	105
Solar Fotovoltaica	3.200	0	25%	165
Diesel	720	218	65%	234

* No se incluyen costos de transmisión. **No se incluyen costos de exploración

Tabla 23. Costos de desarrollo en el SIC

SYSTEP Ingeniería y Diseños, Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile

Tel 56-2-2320501 | Fax 56-2-2322637 | systep@systep.cl | www.systep.cl

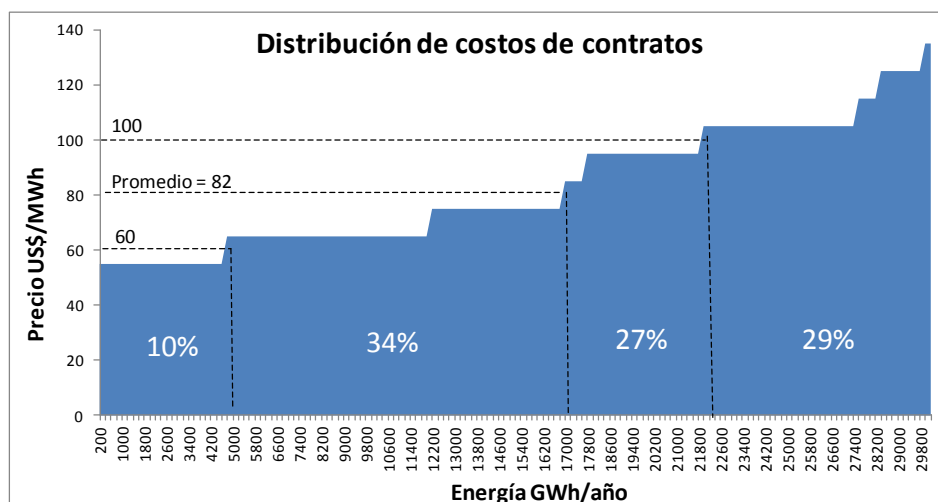


Figura 33. Distribución de precios de contratos históricos (precios en barra de oferta) en el SIC

Interesantemente, los precios altos se explican por una tendencia creciente en el tiempo, donde de hecho los precios más competitivos fueron ofertados en los primeros procesos de licitación 2006-1 y 2006-2 (ver Tabla 22).

La cobertura en los procesos de licitaciones ha resultado completa solamente en una oportunidad (y después del segundo llamado, ver Tabla 24). En vista de estos resultados, es necesario estudiar si esta falta de cobertura está asociada (o no) a los precios anteriormente observados.

Proceso	Cobertura primer llamado %	Cobertura final %
2006-1	91.2%	99.9%
2006-2	36.8%	48.4%
2008-1	88.8%	100.0%
2010-1	81.6%	81.6%

Tabla 24. Cobertura de demanda licitada por proceso en el SIC

La única licitación llevada a cabo en el SING adjudicó la totalidad de la energía licitada después del primer llamado en el año 2009. Las empresas distribuidoras Emelari, Eliqsa y Elecda acordaron contratos con el único ganador del proceso, Edelnor, a un precio en barra de oferta de 89,99 US\$/MWh por un total de 2300 GWh/año que contempla el consumo total de las empresas en el periodo 2012-2026. El precio indexado a octubre del 2011 corresponde a 100 US\$/MWh.

A continuación, se analiza cuantitativamente la estadística descrita anteriormente con el fin de evaluar el desempeño de los procesos de licitaciones llamados por las distribuidoras desde el año 2006 a la fecha. Debido a que las características tanto de mercado como del mecanismo en el SING son distintas y debido a que no se deberían realizar otros procesos

importantes de licitación en el SING durante los próximos 10 años, el estudio a continuación se focaliza en el SIC.

6.3.2 Análisis del nivel de competencia

Las licitaciones se introdujeron con el fin de asegurar capacidad de generación en un ambiente de competencia, por lo que es relevante establecer una medida de dicho nivel de competencia. Para esto se define la “razón oferta/demanda” que compara la oferta total disponible para ser adjudicada (i.e. suma de capacidades máximas en GWh/año de cada participante) con la demanda total licitada. El resumen de dicha razón para cada uno de los procesos se presenta en la Tabla 25. En esta tabla se puede observar que solamente se tuvo sobreoferta a nivel global en la licitación 2008-1.

Proceso	Razón oferta/demanda primer llamado %	Razón oferta/demanda final %
2006-1	93.9%	99.9%
2006-2	36.9%	48.5%
2008-1	89.9%	106.8%
2010-1	85.7%	85.7%

Tabla 25. Razón oferta/demanda por proceso

Si la razón oferta/demanda es menor al 100% esto quiere decir que las ofertas realizadas tienen que ser aceptadas casi en su mayoría, sin importar su precio (siempre y cuando éste sea menor al precio techo). El rechazo de algunas ofertas durante la ejecución de una licitación conjunta resultaría en la medida que los oferentes realicen ofertas a bloques muy competitivos y a ningún otro. Se puede demostrar que del total de ofertas realizadas, sólo un porcentaje menor son rechazadas. Esto se muestra en la Tabla 26.

Proceso	Empresa	Energía adjudicada %
2006-1	Guacolda	90%
2006-1	Endesa	100%
2006-1	Colbun	93%
2006-1	AES	100%
2006-2	Endesa	100%
2006-2	Colbun	100%
2006-2	AES	100%
2008-1	Campanario	97%
2008-1	Diego de almagro	24%
2008-1	Monte redondo	100%
2008-1	Norvind	0%
2008-1	Puntilla	75%
2008-1	Guacolda	0%
2008-1	Endesa	100%
2008-1	Colbun	100%
2008-1	AES	100%
2010-1	Endesa	94%
2010-1	Panguipulli	100%
2010-1	Puyehue	100%

Tabla 26. Energía adjudicada por generador como porcentaje de su límite máximo declarado en el proceso conjunto

En general, la falta de capacidad disponible en las licitaciones que se ilustra en Tabla 24 se puede deber a uno o varios de los siguientes cuatro factores:

1. El diseño de la licitación, que no corresponde a un mecanismo que incentive la contestabilidad del mercado y el ingreso de nuevos entrantes;
2. El diseño de los contratos, con riesgos que los generadores no están dispuestos a tomar. En este sentido hay que considerar que existen puntos de optima contratación de cada generador que dependerán de la variabilidad de su margen comercial;
3. La falta de capacidad física (o firme) y *contratable* de la generación.
4. El comportamiento estratégico de los generadores que usan su poder de mercado.

Aquí es importante considerar que mejorando la contestabilidad de la licitación se pueden resolver los puntos 3 y 4 anteriores³².

La Tabla 24 también muestra que existe un incremento en la capacidad de generación disponible final con respecto al primer llamado. El origen de este incremento en la capacidad disponible es difícil de determinar ya que la competencia (i.e. razón oferta/demanda) ha sido baja tanto en los primeros como en los segundos llamados y por lo tanto no hay rentas evidentes asociadas a la elaboración de estrategias por parte de los oferentes (excepto en los casos donde el precio límite es superior en el segundo llamado).

³² Newbery, D., (1998) "Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market", Rand Journal of Economics, Vol. 29, No. 4, Winter 1998.

6.3.3 Análisis de la casación

A pesar de que la Ley N° 20.018 solicita que los ganadores de las licitaciones de suministros sean aquellos participantes que presenten las ofertas de mínimo costo, esto es contradicho por el mecanismo implementado, el cual realiza mediante una heurística una selección arbitraria de oferentes para adjudicar los contratos³³. De hecho, se puede demostrar que la heurística creada para la casación (o adjudicación de ofertas) no está basada en un proceso de optimización y por lo tanto no minimiza costos (i.e. precio medio). Más aun la Figura 34 muestra la curva de precios y cantidades eficientes para la licitación 2008-1 primer llamado (i.e. curva que contiene los puntos de mínimo precio promedio para una cantidad de demanda cubierta³⁴) en la cual se muestra que la casación realizada en la práctica es ineficiente (i.e. no corresponde a un punto de la curva de eficiencia). En este caso, la cantidad de energía adjudicada, que resultó ser menor a la energía total ofertada³⁵, es también consecuencia de la heurística de casación.

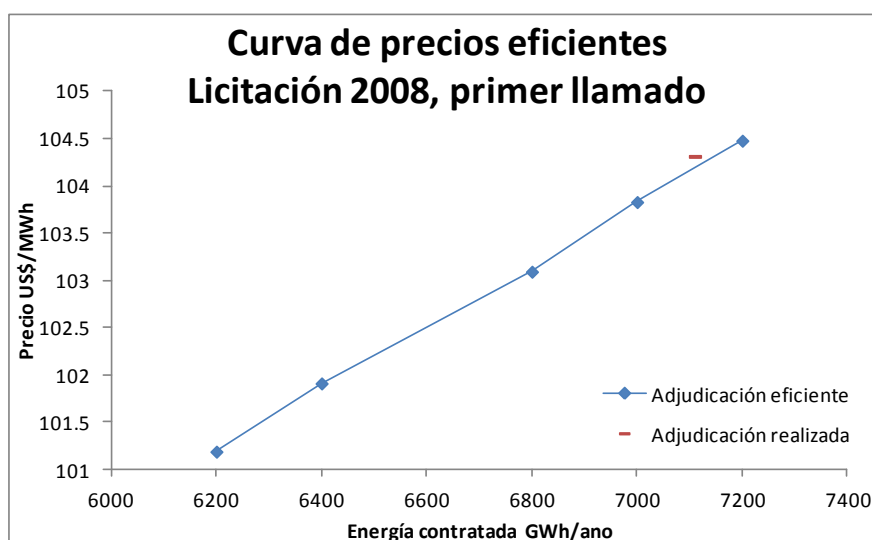


Figura 34. Curva de eficiencia de precios y cantidades de la casación del primer llamado de la licitación 2008-1

Si bien las diferencias en términos de precio total no son significativas en este caso, la adjudicación presenta diferencias en las ofertas aceptadas (ver Anexo I). Las diferencias

³³ Según sus diseñadores, este mecanismo se implementó con el fin de beneficiar a los distribuidores que presentan menores cantidades licitadas y cuya influencia en el precio medio total es menor. No obstante, como se indica en Anexo I, la heurística presenta restricciones tácitas que impiden que el conjunto de ofertas sea óptimo, incluso cuando se desea obtener precios promedios mínimos no ponderados por volúmenes de energía.

³⁴ Se simuló la licitación 2008-1 minimizando el costos total (o precio medio) para distintas cantidades dadas de demanda adjudicada.

³⁵ En principio, no existe ninguna restricción para adjudicar toda la oferta disponible (i.e. 7200 GWh/año) respetando todas las restricciones de la optimización indicadas en el Anexo I.

entre el precio medio resultante de la heurística actual y el precio resultante del mecanismo de mínimo precio pueden variar con el proceso.

6.3.4 Especulación

En una licitación del tipo *pay-as-bid*, como la utilizada en las licitaciones de suministro eléctrico en Chile, es natural observar niveles de especulación. Esto se produce porque el oferente trata de buscar un precio óptimo que le permita tanto quedar aceptado en la casación (i.e. precio competitivo) como maximizar sus ingresos (i.e. precio alto).

El grado de especulación se puede observar mediante las diferencias entre los costos asociados al suministro y el precio finalmente ofertado. Dichos precios para el caso de la licitación 2008-1 se presentan en la Figura 35.

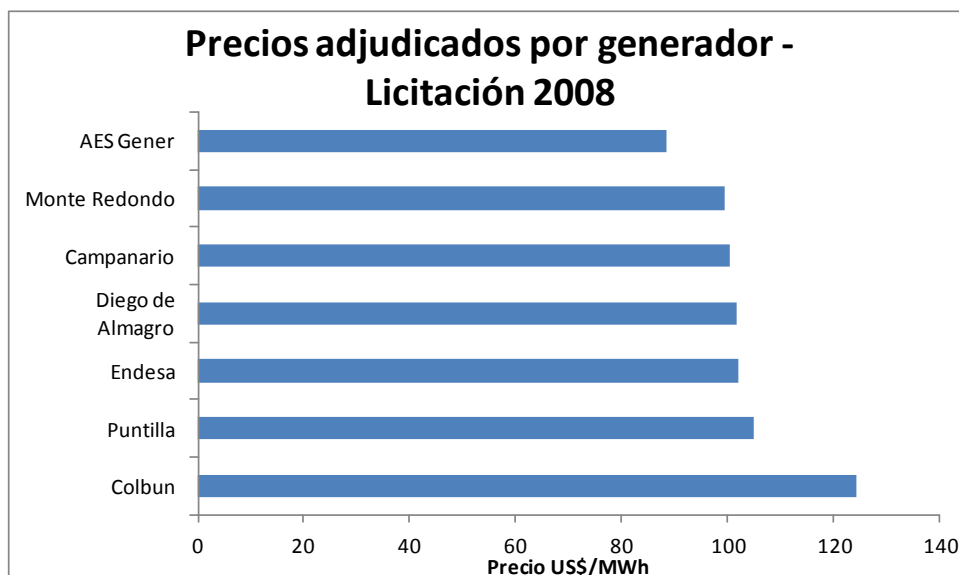


Figura 35. Precios adjudicados por generador en licitación 2008-1 (no indexados y en barra de oferta)

En la figura se observa que los generadores Endesa, Puntilla y Colbún que justifican su oferta mediante generación existente y con una matriz predominantemente hidráulica (72%, 100% y 46% de generación hidráulica, respectivamente) licitaron los precios más altos. Por otro lado, ofertas basadas en generación nueva y no hidráulica como Monte Redondo y Campanario licitaron precios comparativamente bajos. Esto muestra que las oportunidades de especulación pueden jugar un rol no despreciable en las licitaciones.

En este mismo contexto, los resultados sugieren que la especulación de los participantes permitiría adelantar situaciones de mayor o menor competencia. Por ejemplo, las ofertas de Monte Redondo que en el primer llamado del proceso 2008-1 (cuya Razón oferta/demanda < 1) se encuentran en el rango 109-119 US\$/MWh bajan notablemente en el segundo llamado

(cuya Razón oferta/demanda > 1) a valores en torno a 93 US\$/MWh. Similar situación ocurre con Endesa³⁶ en este mismo proceso.

6.3.5 Distribución del interés de los participantes

El diseño de las licitaciones permite a las compañías distribuidoras participantes de un proceso conjunto establecer condiciones especiales en sus contratos que no están estandarizadas entre sí. Esto crea una diversidad de productos licitados, causando distintos niveles de interés de los participantes y, por lo tanto, produciendo situaciones de desigualdad en el proceso de oferta. En términos generales cada licitación ofrece bloques diferenciados para cada distribuidora, distintas modulaciones asociados a la diversidad de factores de carga, lo cual aumenta el grado de heterogeneidad de los productos. Esto se logra evidenciar en el caso de licitaciones que se establecen *clusters* de distribuidoras (e.g. licitación 2010-1). Dichas diferencias radican principalmente en los volúmenes, tamaño de los bloques, factores de carga, factores de distribución y tasas de crecimiento, lo que hace que un *cluster* a otro tenga diferencias complejas de estimar para el generador en su oferta dada la diversidad de productos. Adicionalmente cada licitación considera distintas duraciones a raíz de la flexibilidad de los bloques y la cantidad que cada distribuidora puede licitar.

La Tabla 27 presenta el número de participantes que realizaron ofertas para cada uno de los distintos bloques licitados. Preocupa la diversidad del interés junto con la escasez de éste, en especial en aquellas adjudicaciones donde participa sólo un agente.

6.3.6 Participación de energía nueva versus existente

De los 30 TWh/año adjudicados a la fecha, solamente fueron justificados mediante energía nueva en el proceso de ofertas:

- el bloque de 900 GWh/año asociado al contrato de Guacolda en 2006-1,
- parte del bloque de 1750 GWh/año asociado al contrato de Campanario en 2008-1,
- el bloque de 275 GWh/año asociado al contrato de Monte Redondo en 2008-1, y
- el bloque de 200 GWh/año asociado al contrato de Diego de Almagro en 2008-1,

Así la participación de energías nuevas en los procesos de licitación representa aproximadamente el 10%³⁷ de la energía total adjudicada.

³⁶ Monte Redondo y Endesa son las únicas dos empresas que participan tanto en el primer llamado como en el segundo llamado del proceso 2008-1.

³⁷ Considerando que Campanario justificó su oferta mediante la capacidad de tres plantas: Campanario (220 MW), Tierra Amarilla (160 MW) y RC Puchoco (700 MW) de las cuales el 80% corresponde a energía nueva a la fecha de licitación.

Proceso	Distribuidora	Producto	Oferentes #
2006-1a	Chilectra	Bloque 1	3
2006-1a	Chilectra	Bloque 2	3
2006-1a	Saesa	Bloque base	4
2006-1a	Saesa	Bloque variable	1
2006-1a	Chilquinta	Base 1	2
2006-1a	Chilquinta	Base 2	3
2006-1a	Chilquinta	Bloque de crecimiento	0
2006-1a	Emel	Bloque base	2
2006-1a	Emel	Bloque variable 1	0
2006-1a	Emel	Bloque variable 2	0
2006-1a	CGE	Bloque base	4
2006-1a	CGE	Bloque variable	1
2006-1b	Emel	Base 1 norte	1
2006-1b	Emel	Base 2 sur	2
2006-1b	Chilquinta	Bloque de crecimiento	0
2006-2a	Chilectra	Bloque base 1	2
2006-2a	Chilectra	Bloque base 2	2
2006-2a	Chilectra	Bloque base 3	2
2006-2a	Chilquinta	Bloque base 3	1
2006-2a	CGE	Bloque base 1	0
2006-2a	CGE	Bloque base 2	0
2006-2a	CGE	Bloque variable	0
2006-2b	Chilectra	Bloque base 1	1
2006-2b	Chilquinta	Bloque base 3	0
2006-2b	CGE	Bloque base 1	0
2006-2b	CGE	Bloque base 2	0
2006-2b	CGE	Bloque variable	0
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	4
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	5
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	5
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	5
2008-1b	CGE	Bloque 1	6
2010-1a	Chilectra	BB1	1
2010-1a	Chilquinta	BSE4	3
2010-1a	Chilquinta	BSE5	3
2010-1a	Chilquinta	BSE6	3
2010-1b	Chilectra	BS1	0
2010-1b	Chilectra	BS2	0

Tabla 27. Número de oferentes por producto licitado

6.3.7 Firmeza de las ofertas aceptadas

Entendiendo que las licitaciones se impulsaron inicialmente para reactivar la inversión en generación y asegurar la existencia de un suministro seguro y eficiente, es entonces necesario revisar la suficiencia de la generación comprometida en los contratos licitados. En este contexto, se analiza:

1. si existen las herramientas para evitar la sobrecontratación a largo plazo de los generadores, la cual puede poner en peligro la seguridad de suministro, y
2. la presencia de ofertas que hayan sido aceptadas en condición de riesgo o poca firmeza de suministro.

Respecto a 1, es conocido que, a diferencia de Brasil por ejemplo, en Chile no existen verificaciones de confiabilidad en las ofertas.

Respecto a 2, se presenta la Tabla 28 que muestra los niveles de firmeza de nuevos participantes para los contratos adjudicados³⁸.

	Energía adjudicada GWh/año	Energía adjudicada MW promedio	Capacidad instalada 2011 MW	Potencia firme 2010 MW
Campanario	1750	200	220	189
Diego de Almagro	200	23	69	13
Monte Redondo	275	31	48	7
Puntilla	75	9	22	8

Tabla 28. Energía adjudicada y potencia firme asociada para algunos generadores³⁹

En todos estos casos destaca el hecho que la energía contratada está por sobre los límites establecidos por la potencia firme de los generadores. Llama la atención las energías contratadas de Campanario y Monte Redondo que suponen factores de planta por sobre valores creíbles de disponibilidad para esas tecnologías (91% y 65%, respectivamente).

6.3.8 Indexaciones a largo plazo

De los resultados, se considera relevante destacar dos aspectos respecto a las fórmulas de indexación:

1. Las fórmulas de indexación no son consideradas en el proceso de adjudicación haciendo que el conjunto de ofertas aceptadas sea más ineficiente en un horizonte de largo plazo de contratación (ver significativas diferencias entre precios ofertados en 2006-1 y sus correspondientes indexados a 2012 en Tabla 22), y
2. Muchas de las fórmulas de indexación ofertadas en la práctica reflejan solamente las variaciones del CPI, lo que impiden que los precios contratados reflejen futuras bajas en el costo de la generación.

³⁸ Para el resto de los generadores este ejercicio pierde sentido ya que toma relevancia la existencia de otros contratos de los cuales no se tiene información.

³⁹ Potencia firme según anuario CDEC. Potencia firme de Monte Redondo proporcional a la potencia firme declarada por el CDEC SIC en el año 2010, considerando el incremento de capacidad instalada (i.e. $5.6/38 \times 48$ MW).

Las indexaciones de los oferentes en los distintos procesos se muestran en la Tabla 29.

Generador	Proceso	Indexador			
		Diesel	Carbon	GNL	CPI
Guacolda	2006-1		0.40		0.60
Endesa	2006-1		0.15	0.15	0.70
Colbun	2006-1	0.25	0.45		0.30
AES Gener	2006-1		0.44		0.56
Endesa	2006-2		0.30		0.70
Colbun	2006-2				1.00
AES Gener	2006-2				1.00
Campanario	2008-1				1.00
Diego de Almagro	2008-1				1.00
Monte Redondo	2008-1				1.00
Norvind	2008-1				1.00
Puntilla	2008-1				1.00
Guacolda	2008-1				1.00
Endesa	2008-1				1.00
Colbun	2008-1				1.00
AES Gener	2008-1				1.00
Endesa	2010-1	0.15	0.15		0.70
Panguipulli	2010-1				1.00
Puyehue	2010-1				1.00

Tabla 29. Indexadores por generador participante en cada proceso

6.3.9 Decisiones de política energética

La política energética en Chile no privilegia unas tecnologías de generación sobre otras, es neutra respecto a ellas. Sólo impone cuotas mínimas de aporte de energías renovables no convencionales (ERNC).

Coherente con lo anterior, los procesos de licitaciones no han sido realizados en forma especial o exclusiva para una tecnología (o un grupo) determinada, aunque han aceptado ofertas de ERNC (e.g. Monte Redondo). Más bien el hecho que este tipo de tecnologías ERNC puedan realizar ofertas comparables a las tecnologías del tipo convencional (enfrentando en general condiciones de desventaja de costos medios⁴⁰) evidencia problemas relacionados al grado de competitividad y eficiencia de las licitaciones y sus precios resultantes.

6.3.10 Calendarios

La Figura 36 muestra la comparación entre los calendarios típicos de las licitaciones de Brasil y Chile, en donde se pueden resaltar varios aspectos. En las licitaciones de Chile sólo se presenta un producto por cada empresa distribuidora con una duración de (a lo más de) 15 años, lo cual no permite tomar posiciones de ajuste de riesgo al generador.

⁴⁰ Si bien hay tecnologías renovables no convencionales que pueden ser muy competitivas (minihidro, geotermia, biomasa y eólicas con factores de planta cercanos al 40%) en relación a centrales convencionales a carbón, hay muchas de ellas (eólicas que se han construido a la fecha con bajos factores de planta, solar y fotovoltaica) que tienen costos medios mayores. Monte Redondo ha tenido factores de planta en torno a 25%.

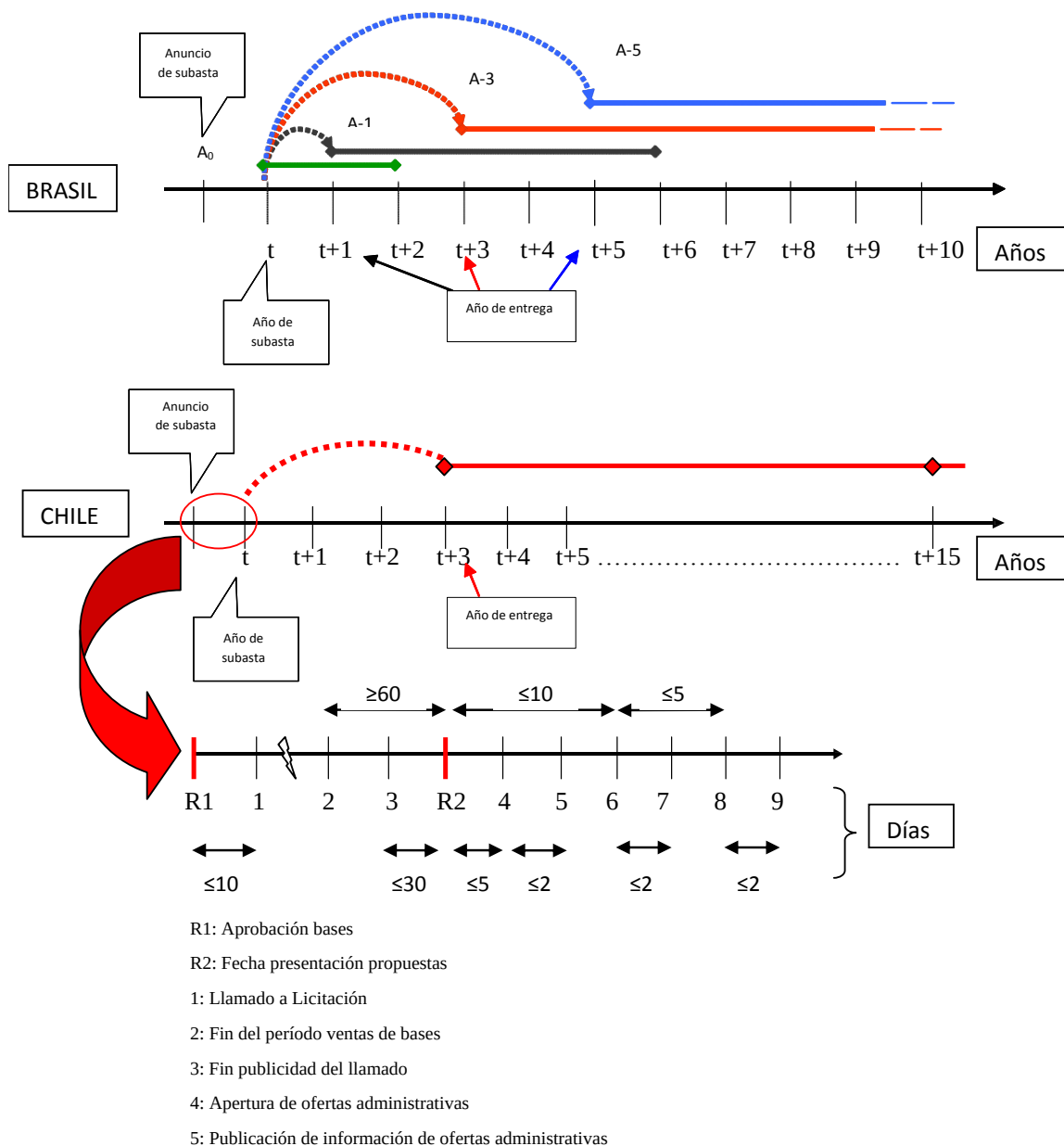


Figura 36. Comparación de calendarios de licitaciones

Otro aspecto de gran relevancia es el tiempo que transcurre entre el año de la licitación y el año de entrega, o tiempo de construcción, donde se observa que el caso Brasil, es diferenciado para 1, 3 y 5 años. Esto permite mayor flexibilidad en la construcción de centrales de diferentes tecnologías. En el caso de Chile, este tiempo está establecido en 3 años lo cual no da posibilidad de ingreso a, por ejemplo, centrales hidroeléctricas de gran

tamaño, por lo que comprometer la construcción de una central bajo el esquema de licitaciones chileno se transforma en un riesgo mayor.

Finalmente el tiempo entre el anuncio y el año de licitación en el caso Brasil es de un año para las licitaciones de largo plazo. Además, como el proceso tiene un periodo de frecuencia constante, es estandarizado y coordinado por una instancia especial, permite mayor seguridad para una adecuada evaluación de la inversión. En Chile, en cambio, no existe frecuencia y los tiempos de anuncio son relativamente cortos (del orden de meses) lo cual impide una correcta valoración, en especial de nuevos participantes extranjeros. Esto genera barreras de entrada para la participación de actores nuevos y por lo tanto desfavorece la contestabilidad del mecanismo.

6.3.11 Incertidumbre asociada a las proyecciones de demanda y la fuga de clientes libres

El tipo de contrato ofrecido en una licitación juega un rol importante en el sentido que define las condiciones de pago del mismo. Es así que un contrato tipo pague lo contratado (*take or pay*) corresponde a un mecanismo más conveniente para el generador, pues asegura su venta de energía sin tener que depender de la curva de carga del consumidor. No obstante, los contratos en Chile se negocian en la modalidad de pague lo consumido, lo que introduce riesgos a mayor incertidumbre en lo que se consumirá. Esto es más grave si los distribuidores no tienen penalidades por realizar proyecciones de demanda inexactas y no existen reglas claras acerca de cómo se maneja la fuga de clientes libres. Este tipo de situaciones aumentan la incertidumbre en las estimaciones de demanda de los distribuidores, lo cual se revierte como un riesgo el cual necesariamente se paga mediante una prima extra en la oferta de suministro.

6.4 Elementos críticos en el diseño de la licitación

Mediante el análisis tanto cualitativo como cuantitativo realizado en este capítulo, se mostró que existe un conjunto de elementos críticos de los mecanismos de licitaciones. Estos se pueden resumir en:

- La ausencia de herramientas (e.g. una variedad de contratos a distintos plazos, instrumentos financieros) que permitan realizar un mejor manejo del riesgo tanto para generadores como para consumidores
- La ausencia de mecanismos que permitan incorporar el real grado de competitividad del mercado
- La libertad de las distribuidoras en la confección del diseño de las licitaciones (a pesar de la actual regulación)
- La escasa participación del regulador en el proceso
- El plazo insuficiente e inflexible dado para la entrada de la nueva generación
- Mecanismo ineficiente de licitación combinatorial
- La presencia de niveles de diferencia en contratos y bloques licitados

- La ausencia de la evaluación de formulas de indexación
- La ausencia de garantías de firmeza en las ofertas de los participantes
- La incertidumbre en los volúmenes de consumos negociados en los contratos

Todo esto ha llevado a desarrollar procesos con poca participación, entrada discreta de nuevos actores y precios comparativamente altos con los de otros países.

7 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LAS VENTAJAS Y DEBILIDADES DEL MECANISMO DE LICITACIÓN DE SUMINISTRO DE CHILE RESPECTO A OTRAS EXPERIENCIAS

A la luz de las descripciones y estudios desarrollados en los capítulos anteriores, a continuación se analizan las ventajas y desventajas del mecanismo chileno con respecto a experiencias en otros países. Para este análisis, se utilizan principalmente los elementos conceptuales definidos en la Sección 3 de este informe.

1. Mecanismos de adjudicación:

El mecanismo de adjudicación que se ha utilizado para las licitaciones que no son conjuntas ha sido sencillamente uno clásico de sobre cerrado *pay as bid*. Por definición, en este mecanismo son adjudicadas las ofertas más económicas ya que, en general, se licita un sólo tipo de bloque que puede ser divisible y cuya casación consiste en una simple orden de merito de las ofertas (tal como se ilustra en la Figura 14).

No obstante, en las licitaciones conjuntas se ha aplicado un mecanismo que tiene las siguientes propiedades (para más detalle ver Anexo II):

- a. es *pay as bid*,
- b. es combinatorial,
- c. es multietapa, y
- d. adjudica en función de una heurística (que minimiza las desviaciones entre dos señales de precio arbitrariamente definidas)

Al contrario de las licitaciones no conjuntas, este mecanismo adjudica ofertas que difieren del conjunto de ofertas eficientes (ver Sección 6.3.3 y Anexo III).

La segunda etapa del mecanismo consiste en confirmar con los generadores marginales si éstos desean suministrar cantidades menores a sus ofertas originales. Por lo tanto, la segunda etapa consiste en reafirmar la solución obtenida en la primera etapa.

Todo esto difiere de las prácticas observadas en la experiencia internacional. Brasil, Colombia, Illinois, y próximamente Perú, utilizan el mecanismo de reloj descendente para negociar sus ofertas. Vale la pena destacar el ejemplo de Brasil que además aplica una segunda etapa *pay-as-bid* donde se utiliza como precio techo para las ofertas finales el precio obtenido en la etapa de reloj descendente. Mientras la intención de la primera etapa es clasificar a los oferentes más eficientes y “descubrir” el precio de mercado al cual

están dispuestos a suministrar la demanda licitada⁴¹, la segunda etapa tiene la intención de adjudicar contratos a los generadores que están dispuestos a producir a un costo menor.

De la Figura 18 no es difícil concluir que tanto el mecanismo de reloj descendente como la segunda etapa *pay-as-bid* adjudican al conjunto de ofertas de mínimo costo⁴².

Los distintos productos existentes en la licitación de Brasil se licitan secuencialmente en lugar de combinatoriamente.

En resumen:

Ventajas respecto al resto: --

Desventajas respecto al resto: no adjudica a las ofertas eficientes, no favorece la búsqueda del precio de mercado.

2. Grado de centralización:

El mecanismo en Chile es esencialmente diseñado y, con previa revisión de la CNE, ejecutado por los propios licitantes (i.e. los distribuidores). Si bien esto presenta el beneficio de la flexibilidad para los distribuidores, quienes elaboran un contrato acorde a sus necesidades particulares, presenta varias dificultades con respecto a los demás mecanismos internacionales analizados.

Brasil, Colombia, Illinois y próximamente Perú utilizan un mecanismo que es diseñado y ejecutado por una agencia, independientemente de generadores y distribuidores. Esto permite que:

- a. el diseño de la licitación sea más transparente;
- b. la licitación sea ejecutada de una manera más coordinada y tenga una frecuencia constante;
- c. distribuidores pequeños accedan a precios menores por aprovechamiento de las economías de escala;
- d. el regulador permita asegurar ciertos niveles de confiabilidad en el sistema;
- e. el regulador permita asegurar que las reglas maximizan el bienestar social, desarrollando permanentemente mejoras en el mecanismo.

Chile ha optado por un esquema más independiente y flexible que, bajo los incentivos adecuados, podría resultar muy beneficioso. No obstante los precios actuales y futuros comprometidos mediante el mecanismo hacen difícil defender esta postura. Más aun, el carácter flexible e independiente de la licitación en Chile es debatible bajo las reglas del

⁴¹ Una demanda utilizada para la casación en la primera etapa es levemente mayor a la real. Las demandas utilizadas tanto en la primera como en segunda etapa son desconocidas al inicio de la licitación.

⁴² Este mecanismo asume neutralidad ante el riesgo.

mercado actual donde los distribuidores tienen pocos⁴³ incentivos económicos a realizar una licitación que despeje precios eficientes.

Otro aspecto importante es la concentración del mercado que se debe considerar en el diseño del mecanismo de la licitación. Por ejemplo, el mecanismo en Chile tal vez funcionaría bien bajo condiciones de competencia perfecta, pero, como sugieren los resultados, no bajo competencia oligopólica. Esto ha sido claramente reconocido e internalizado en otros mecanismos, los cuales incluso cuentan con herramientas para anular la licitación o modificar el precio final si se observan resultados poco competitivos o especulativos. Auditar ofertas e incluso multar en base a porcentaje de las ventas anuales son prácticas comunes en licitaciones en el mercado de corto plazo y de balances⁴⁴.

Es importante también reconocer que uno de los objetivos de las licitaciones es activar la inversión de nueva generación de manera de garantizar niveles de confiabilidad en el suministro. Desde una perspectiva más ingenieril, es improbable que agentes individuales puedan diseñar e implementar un mecanismo que asegure la confiabilidad de suministro para todo el sistema.

Un diseño que dependa de los distribuidores en forma independiente uno de otro también tiene el inconveniente que no podría mitigar correctamente riesgos que están fuera del ámbito de la distribución (e.g. pagos por el sistema de transmisión).

En resumen:

Ventajas respecto al resto: más flexible en cuanto a la ejecución de la licitación.

Desventajas respecto al resto: coordinación es sólo opcional, no cuenta con herramientas para minimizar el ejercicio de poder de mercado, permite a los distribuidores definir aspectos estratégicos en ausencia de incentivos, no contempla niveles de confiabilidad.

3. Existencia de precios máximos:

Los precios máximos utilizados en Chile tienen dos particularidades:

- a. son públicamente conocidos antes de la licitación;

⁴³ Hay sólo dos beneficios económicos que podrían incentivar a una empresa distribuidora en Chile a despejar precios bajos en una licitación: la imagen de la empresa y la elasticidad de la demanda que justificaría menores volúmenes de consumo a mayores precios y por lo tanto menos activos de red necesarios a futuro.

⁴⁴ Por ejemplo, el regulador británico (OFGEM) cuenta con nuevos procedimientos que le permiten determinar cuándo hay manipulación de precios en las licitaciones pay-as-bid de balances mediante un análisis ex-post. Los responsables son multados a discreción de OFGEM y éstos están autorizados a apelar en el tribunal de libre competencia.

http://www.decc.gov.uk/assets/decc/legislation/energybill/1_20091119093624_e_@@_energybillfactsheet4.pdf

- b. son calculados mediante una fórmula que internaliza el precio promedio del mercado de la contratación.

Al respecto, es importante destacar dos aspectos relevantes que se pueden observar de la experiencia internacional:

- c. Perú: los precios techo no son despejados, al menos que se declare desierta la licitación
- d. Brasil: el precio máximo se determina mediante un mecanismo de mercado de reloj descendente que “descubre” el precio económico al cual los participantes clasificados para la segunda etapa están dispuestos a vender.
- e. Colombia: el mecanismo considera una curva de demanda elástica. Esto permite comprometer menos demanda en la casación si los precios ofertados resultan ser muy altos.

Si bien se considera que el hecho de tener un precio máximo es positivo, especialmente en mercados concentrados como el chileno, la evidencia empírica demuestra que hay una variedad de alternativas interesantes que se deberían investigar. Esto es aun más importante si se destaca el hecho que los resultados históricos en Chile muestran un nivel de competencia y cobertura bajo (ver Tabla 24 y Tabla 25), lo que minimiza las barreras para que los generadores oferten precios elevados e incluso iguales al precio techo publicado.

En resumen:

Ventajas respecto al resto: existencia de un precio techo que internaliza el precio de mercado actual.

Desventajas respecto al resto: precio techo es público y estático durante la licitación.

4. Diseño de contratos y bloques de demanda:

Los contratos y bloques de demanda en Chile son, al igual que todo el diseño del mecanismo, elaborados a discreción de los distribuidores con una posterior aprobación del ente regulador. Dichos contratos presentan las siguientes características:

- a. proyección de consumos y sus perfiles son realizados por la empresa distribuidora en ausencia de incentivos;
- b. son facturados en función de la energía consumida;
- c. los contratos y cláusulas son mayoritariamente diseñados sin intervención de los generadores y la banca;
- d. son distintos entre las empresas distribuidoras.

El hecho que los distribuidores paguen según lo consumido incluso cuando comprometieron mayores bloques de consumo en los contratos, crea una pérdida económica para los generadores y un riesgo en el momento de ofertar en la licitación que conlleva a un alza en el precio final de contratación. La experiencia de Chile e Illinois muestra las consecuencias en términos de precios por este fenómeno. Este problema se agudiza si se considera la escasa competencia en generación observada en las licitaciones (ver Tabla 24 y Tabla 25), lo que no permite asegurar un despeje del premio por riesgo eficiente. En este contexto, Brasil asigna la responsabilidad de pagar la energía contratada al distribuidor y asumir las rentas o pérdidas que se generan producto de una proyección de demanda con índices de error mayores a los permitidos. Alternativamente, en Colombia coexisten varios tipos de contrato de energía, entre ellos, del tipo pague lo contratado y pague lo demandado. En este marco los agentes escogen el nivel de riesgo que desean asumir.

Otro potencial problema que existe en el actual mecanismo chileno es que los intereses de los generadores y la banca no están incorporados adecuadamente. En otros mercados⁴⁵, por ejemplo, los inversionistas y la banca imponen sus propias cláusulas en el contrato por capacidad nueva en el sistema con el fin de disminuir riesgos y reducir el costo del capital. Estas cláusulas no son necesariamente útiles para el caso de contratos con generadores existentes. La incorporación de la banca es importante, reconociendo que sus tasas más bajas (que las demandadas por el capital) pueden generar importantes ahorros. La estructura de Colombia y Brasil permite hacer diferenciaciones entre capacidad nueva y existente, que a la vez facilita la incorporación de cláusulas más especializadas en cada uno de los contratos diseñados. En el Reino Unido también es común observar la participación conjunta de la generación, la comercialización y la banca en la negociación de Power Purchase Agreements (PPAs) de largo plazo por energía nueva.

Finalmente el hecho que cada distribuidora diseñe su propio contrato es visiblemente contrapuesto a lo observado en la experiencia internacional, donde el objetivo es diseñar distintos mercados donde se transen productos estandarizados. Esto permite tener mercados bien estructurados de largo y mediano plazo que complementen al mercado existente de corto plazo, como se explicó en la Sección 2.2.2.

En resumen:

Ventajas respecto al resto: distribuidores realizan proyección de su propia demanda.

Desventajas respecto al resto: existencia de contratos heterogéneos, inequitativa participación en el diseño de contratos y subóptima determinación de la cartera de contratos por parte de los distribuidores.

⁴⁵ Incluso en procesos de negociación en el mercado de clientes libres en Chile.

5. Existencia de discriminaciones positivas

En Chile no existen discriminaciones de ningún tipo durante la competencia en una licitación. El principio económico que sustenta este diseño es permitir que el mercado despeje la combinación óptima de capacidad entre: generación nueva, existente y renovable. En este modelo, los contratos serán adjudicados, en condiciones ideales, al generador (o grupo de generadores) que puede suministrar a precios eficientes (sin importar su tecnología) y la falta de ofertas económicas desde la generación existente automáticamente estimularía el interés de nueva generación. Consistentemente, la generación nueva sería adjudicada en función precios competitivos.

A pesar de la lógica económica que sustentaría el esquema anterior, la práctica regulatoria internacional considera improbable que el mercado, bajo ese esquema, pueda entregar niveles confiables de nueva capacidad y, por ende, busca otros mecanismos de estímulo de energía nueva. Por ejemplo, el cambio más significativo que se está llevando a cabo en el Reino Unido desde la reforma del año 2000 (Electricity Market Reform), incorporará incentivos para la seguridad de suministro (y la inversión en energía renovable), separadamente de los incentivos que puedan existir en el mercado de la energía. Brasil y Colombia presentan mecanismos exclusivos para asegurar la suficiencia de suministro (mediante opciones tipo *call* y licitaciones para la generación nueva). Perú también presenta grados de discriminación que favorece la generación hidráulica.

Considerando la importancia de mantener altas tasas de entrada de nueva capacidad para suministrar una demanda que se duplica cada 10-12 años, es importante que existan medidas particulares que favorezcan la entrada de nueva capacidad confiable. De lo observado en experiencia en Brasil y Colombia, dichos mecanismos son distintos a los observados para renovaciones de contratos.

Por otra parte, en Chile algunos críticos del sistema vigente plantean la dificultad que el mercado permita la entrada de energía renovable eólica y solar, mediante una licitación donde todos compiten sin diferenciación más que el precio ofertado (a no ser que el diseño de la licitación sea ineficiente). Plantean entonces la necesidad de llamar a licitaciones separadas por energías renovables, incluso algunos plantean cuotas a licitar por tecnologías. Sin embargo, la necesidad de dar espacios especiales a las renovables, por sus eventuales mayores costos, es debatible para energía eólica con alto factor de planta, como se demostró con los bajos precios obtenidos en licitaciones de ERNC de Brasil, y los recientes desarrollos eólicos que están entrando al mercado chileno, sin licitaciones o subsidios especiales.

De cualquier manera, es importante que el diseño de los mecanismos de contratación considere la diferencia fundamental entre los objetivos de eficiencia, seguridad y sustentabilidad.

En resumen:

Ventajas respecto al resto: hace competir a distintas tecnologías, sin licitaciones o subsidios especiales.

Desventajas respecto al resto: ausencia de productos exclusivos para la capacidad nueva.

6. Evaluación de indexadores:

El hecho de no considerar el efecto de los indexadores en la adjudicación produce que la solución de ofertas adjudicadas represente una alternativa potencialmente costosa a futuro para el consumidor.

Esto además produciría, incluso en condiciones competitivas, que generadores que esperan indexadores decrecientes en el tiempo presenten desventajas comparativas (ver Figura 37). Lo anterior, a su vez, podría producir manipulación de las formulas de indexación ofertadas. Más aún, a la luz de los resultados se podría concluir que no hay señales claras que estimulen a los generadores a definir indexaciones asociadas a sus funciones de costos.

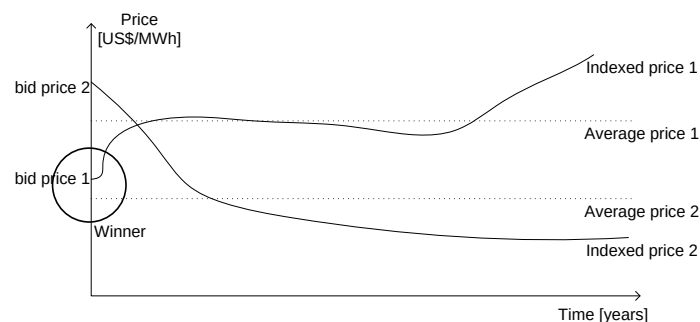


Figura 37: Ilustración de una posible evolución de dos precios de contratos donde solamente uno (el de mínimo precio inicial) resultó adjudicado

Otro problema que se puede presentar es un futuro desacople de los costos reales del sistema con los ingresos percibidos por el generador.

Esto se contrasta con lo observado en otras experiencias, en particular en Brasil existe una metodología que considera la evolución de los indexadores en la adjudicación. Los elementos más importantes de esta metodología son:

- la adjudicación considera la comparación de precios medios equivalentes de cada oferta durante todo el horizonte de contratación;
- los precios medios equivalentes de cada oferta se calculan al multiplicar los precios ofertados inicialmente por un factor de penalización que refleja la evolución de los indexadores a futuro;

- c. la proyección de los indexadores (precio esperado del Henry Hub, carbón y fuel oil para los próximos 10 años) es obtenida de una fuente internacional, neutra y sin intereses en la licitación. En este caso, la información es obtenida de la Energy Information Administration (EIA).

Si bien esta metodología representa un avance para la incorporación del polinomio de indexación en el mecanismo de adjudicación, Systep considera que es necesario considerar no sólo el valor esperado de los precios de combustible sino que también una medida de variación.

En resumen:

Ventajas respecto al resto: --.

Desventajas respecto al resto: no existe evaluación de los indexadores.

7. Tiempos y calendarios del proceso

Las distintas escalas de tiempo involucradas en el proceso permiten que una variedad de actividades se desarrolle adecuadamente, entre ellas: que las licitaciones se publiciten en una audiencia internacional y que los generadores e inversionistas preparen sus ofertas (tiempo de planificación); que los adjudicados construyan las unidades nuevas (tiempo de construcción); y que se asegure un flujo de caja importante para la viabilización de proyectos (duración del contrato).

Otra de las diferencias que existe entre los mecanismos internacionales y el chileno es la escasa coordinación que este último presenta para que las escalas de tiempo sean adecuadas. De hecho, esto inflexibiliza los portafolios de contratos de los generadores y distribuidores que podría explicar la presencia de precios altos. Como muestra la Figura 36, en Brasil existe una variedad de productos con distinta fecha de inicio (1, 3 y 5 años). Además la duración de los contratos es distinta dependiendo de los objetivos. Así, generadores existentes pueden contratarse con poca anticipación y por periodos cortos, a diferencia de los generadores nuevos. Esto también es beneficioso para la demanda, que puede utilizar las licitaciones con distintos tiempos de anticipación como una herramienta para minimizar las diferencias esperadas entre el volumen de energía consumido y lo contratado (i.e. compromete en las licitaciones más lejanas bloques de energía que se consumirán con mayor probabilidad, utilizando las licitaciones sucesivas para comprometer más energía a medida que se despejan niveles de incertidumbre). En una línea similar, Perú muestra un ejemplo de regulación donde establece reglas específicas acerca de las cantidades de energía máximas a comprometer en contratos de cierta duración (ver Tabla 5).

Si bien en Chile podrían existir licitaciones con tiempos mayores a 3 años de anticipación y con un mejor portafolio de contratos con distintas duraciones, los distribuidores no tienen incentivos para realizar dicha diferenciación.

En resumen:

Ventajas respecto al resto: --.

Desventajas respecto al resto: poca variedad de productos respecto a los tiempos (de inicio de contrato y duración de éste).

8. Garantías de cumplimiento

Considerando los requisitos exigibles a los interesados en participar en las licitaciones, en el caso del mercado colombiano los proyectos de generación térmica deben presentar un contrato de respaldo del combustible con el cual operarán y deberá tener la misma vigencia del contrato asociado a la licitación.

Para el caso de la declaración de firmeza de los proyectos hidráulicos, tanto en Colombia como en Brasil, la firmeza se garantiza mediante certificados emitidos por el regulador.

En el contexto del mercado de Chile, ninguno de estos requisitos, como mecanismos de garantía, está reglamentado en los procesos de licitación.

9. Otras potenciales desventajas:

Los puntos a continuación no son necesariamente una desventaja, pero presentan una atractiva alternativa para enfrentar los problemas observados en el mercado de largo plazo en Chile.

Ausencia del comercializador en el marco regulatorio

La combinación del comercializador, independiente del proveedor de los alambres de distribución, en conjunto con un mecanismo de licitaciones crearía un marco más adecuado para alcanzar tarifas más económicas para el cliente final. Primero, el comercializador presentaría los incentivos adecuados para minimizar los precios obtenidos mediante licitaciones y así optimizar su portafolio de contratos y proyecciones de demanda, a diferencia de la distribución que tiene a sus clientes regulados cautivos. Segundo, los precios de contratos de largo plazo reflejarían naturalmente la potencial baja de precios de corto plazo a futuro; para esto es crucial que:

- a. Exista competencia en el ámbito de la comercialización, permitiendo la entrada a todos los agentes interesados que demuestren experiencia en la comercialización (generadores, distribuidores, grandes cadenas de supermercados, retailers, compañías de gas, empresas de telecomunicaciones, etc.);

- b. Exista un mercado estandarizado de licitaciones de contratos de largo, mediano y corto plazo;
- c. Exista flexibilidad en la regulación para realizar negociaciones rápidas (esto se puede realizar dentro de un marco regulado, e.g. existencia de precio techo que considere el valor de los precios licitados) o mecanismos de licitaciones menores para contratos de corta duración.

De las experiencias estudiadas, todas tienen la figura del comercializador con excepción de Perú. Colombia presenta un mercado activo *Over the Counter* (OTC), mientras Brasil tiene una estructura basada netamente en el esquema regulado de licitaciones.

Ausencia de herramientas y licitaciones especializadas para la introducción masiva de nueva generación: opciones tipo *call*

Las opciones de confiabilidad u opciones *call* presentan un instrumento de mercado que promueve la inserción de nueva capacidad de manera competitiva. Brasil y Colombia han adoptado este mecanismo. El pago conjunto del valor de la opción y el valor de la energía crean una estructura que consiste en un pago fijo (anual o mensual) y un pago variable que depende del consumo. Si bien esta estructura de pagos puede ser asimilada a la estructura existente derivada de los pagos por energía y potencia en mercados como, por ejemplo, Chile las opciones *call* son fundamentalmente distintas, ya que estas buscan remunerar sólo la componente de energía. Así, el pago fijo corresponde a la prima de un seguro que evita la exposición a precios extremos definiendo un precio techo para la energía.

Más detalles de cómo funciona este mecanismo se puede observar en la Sección 2.2.1.

8 RECOMENDACIONES

Los resultados de las licitaciones no han sido satisfactorios en cuanto a los precios despejados. Si bien ha existido falta de competencia, se ha demostrado que existe un conjunto de problemas a nivel estructural que no han sido adecuadamente solucionados.

Para solucionar estos problemas, tanto la experiencia internacional como la literatura sugieren estructurar un mercado de contratos regulado para el corto, mediano y largo plazo. En este marco, la demanda descontratada de los distribuidores sería dividida periódicamente en distintos tipos de contratos estandarizados (con distintas escalas de tiempo respecto al inicio y la duración y distintas cláusulas) que se licitarían en distintos mercados (i.e. de corto, mediano y largo plazo) donde los generadores acudirían a ofertar. Aquí, los inversionistas con proyectos nuevos preferirían participar en aquellos mercados de largo plazo donde se les asegure un flujo de caja estable que viabilice sus inversiones, mientras que los generadores existentes participarían en mercados de más corto plazo. Los mercados de largo plazo tendrán el objetivo de mantener la confiabilidad del sistema eléctrico a precios económicos mediante el ingreso de nueva capacidad, mientras que los mercados de mediano y corto plazo asegurarán estabilidad en los ingresos para los generadores existentes. Aparte de las licitaciones de contratos *forwards*, derivados como las opciones *call* serían transados en el mercado de largo plazo de nueva capacidad. Este diseño regulatorio permite tanto a generadores como distribuidores tener un portafolio de contratos más flexible para enfrentar el riesgo asociado a los estados futuros del mercado de manera más económica.

Las recomendaciones de Systep para adecuar el mecanismo actual de licitaciones en Chile y converger a un marco como el descrito en el párrafo anterior se describen a continuación.

Las recomendaciones propuestas son coherentes y complementarias al conjunto de recomendaciones publicadas recientemente por la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE).

Los fundamentos y las razones han sido ampliamente descritas en los capítulos anteriores, no obstante, se presenta un breve sustento y/o descripción para cada recomendación en éste capítulo.

Cambios de corto y mediano plazo al modelo de licitaciones:

1. Aplicar un mecanismo de adjudicación que sea de mínimo costo (y riesgo si se consideran niveles de aversión) y reglas que regulen situaciones de falta de competencia.

La adjudicación debiera ser una de tipo estándar. Además, en ausencia de competencia, donde los precios en principio podrían llegar a ser igual al precio techo, deberían existir reglas que regulen la cantidad adjudicada y el precio. Esto, considerando que no hay justificación técnica para mantener precios que no son productos de un proceso competitivo. También se debe considerar el diseño de mecanismos tipo auditoria que minimicen la posibilidad de manipulación de precios, con potenciales castigos económicos.

Esto se podría incorporar inicialmente modificando solamente las bases de las licitaciones.

2. Implementar la evaluación de indexadores en la adjudicación.

Existen varias técnicas que el licitante podría utilizar para tomar la decisión de la adjudicación bajo incertidumbre. Una de ellas es la teoría de portafolios de Markowitz⁴⁶. Para esto, se recomienda utilizar una comparación de múltiples alternativas de adjudicaciones que a su vez se considere, en cada una, un conjunto de posibles realizaciones futuras de precio total de contrato (el cual dependerá de la evolución de los precios de los combustibles). Este mecanismo se podría implementar mediante un problema de optimización. El estudio de precios de combustibles a futuro puede ser provisto por una institución internacional de prestigio.

La evaluación de los indexadores también debe considerar una auditoría que minimice la posibilidad de manipulación de la fórmula de la indexación, con potenciales castigos económicos.

Esto se podría incorporar inicialmente modificando solamente las bases de las licitaciones.

3. Aumentar la participación del regulador y el nivel de estandarización del proceso y los contratos.

La responsabilidad del diseño de la licitación debiera ser del regulador. Se debiera investigar la posibilidad que instaurar una agencia independiente (tipo CDEC independiente) que actúe como ejecutante de la licitación y que reciba las proyecciones de demanda de los distribuidores/comercializadores y las ofertas de los generadores. Los contratos debieran estar estandarizados y contemplar varios tipos. Estos debieran considerar distintas duraciones, distintos tiempos de inicio y distintas cláusulas que sean acorde al producto licitado (e.g. contratos con un tiempo de inicio lejano y de largo plazo para capacidad nueva). La demanda se debiera agregar en cada uno de estos contratos estandarizados.

Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.

4. Diseñar contratos estándares que reflejen los intereses de distribuidores/comercializadores, generadores y banca.

El diseño de contratos debiera estar orientado a minimizar el costo del capital y a asignar adecuadamente el riesgo entre los agentes participantes

Para esto se debe realizar un proceso de consulta donde participe cada uno de estos agentes. Estos agentes permitirán identificar los mayores riesgos existentes y las posibles formas de mitigación.

Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.

⁴⁶ Markowitz, H. (1952) "Portfolio selection", Journal of finance.

5. Separar las licitaciones de capacidad nueva y existente.

Como consecuencia de los puntos 3 y 4 de esta lista, las capacidades nuevas y existentes debieran participar en distintas licitaciones, especialmente porque los contratos asociados son distintos (e.g. están orientados a minimizar distintos riesgos y tienen distintos tiempos –de inicio y duración–). Una licitación de nueva capacidad debiera prestar especial cuidado con maximizar los niveles de contestabilidad, mientras que una licitación de capacidad existente debiera contar con diversas fórmulas reguladas de precio ya que, en principio, no presenta altos niveles de competencia.

Esto se podría incorporar inicialmente modificando solamente las bases de las licitaciones. No obstante, debido a que esta modificación está asociada también a la presencia de contratos con distintos tiempos de inicio de suministro (incluso menor a 3 años), se requeriría un cambio de la Ley en el mediano plazo.

6. No separar licitaciones de energías convencionales y ERNC.

En el mercado chileno hay tecnologías renovables no convencionales que pueden ser muy competitivas (minihidro, geotermia, biomasa y eólicas con factores de planta cercanos al 40%) en relación a centrales convencionales a carbón, que tenderán a definir el costo de desarrollo del sistema, y que por ende pueden competir en las licitaciones. En conclusión, no se considera necesario, ni por factores ambientales, de precios o de seguridad de suministro, el crear un esquema de licitaciones separadas para ERNC.

7. Instaurar licitaciones de contratos con tiempo de inicio acorde a la naturaleza de los oferentes.

Los contratos estandarizados debieran contemplar dos o tres tipos de tiempo de inicio de manera que, por ejemplo, la capacidad existente pueda contratarse casi inmediatamente (e.g. 6 meses, 1 año) y la capacidad nueva, dependiendo de su tecnología, a 3 o 5 años. Esto también le sirve a los distribuidores para licitar la demanda futura de manera parcializada en el tiempo donde primero (e.g. con 5 años de anticipación) se licitan los bloques de energía que se consumirán con mayor seguridad, dejando para un segundo llamado (e.g. con 3, 2 o 1 años de anticipación) bloques que al momento del primer llamado son más inciertos.

Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.

8. Modificar la aplicación de precios máximos y construir una curva de demanda elástica.

El precio máximo, de existir, no debiera ser de conocimiento público. Como se indicó en el punto 1 de esta lista, el precio máximo no es la única herramienta para evitar alzas de precio y éste se debiese complementar con formulas de precios ante situaciones de baja competencia. También, se debiera construir una curva de demanda que evite la compra de mucha energía o capacidad nueva en presencia de precios altos.

Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.

9. Instaurar una medida de firmeza para las capacidades ofertantes.
Los límites de capacidad para participar en una licitación debieran ser calculados por una institución como el CDEC y no por los generadores. Dichos límites deben certificar que exista la suficiente *energía firme* para suministrar un contrato y así asegurar que existan niveles aceptables de confiabilidad en el sistema.
Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.
10. Remunerar según la energía contratada y establecer incentivos y mecanismos que permitan realizar una proyección de demanda de mínimo error.
Los distribuidores debieran pagar en función de la energía contratada. Para esto se deben establecer márgenes de tolerancia donde sea el distribuidor el que capitalice las ganancias y/o pérdidas de realizar una buena o mala proyección. El mecanismo de licitaciones también debiera contar con contratos de varias escalas de tiempo (tanto de puesta en servicio como de duración) que permitan al distribuidor/comercializador licitar volúmenes de demanda con niveles acotados de incertidumbre.
Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.

Cambios de mediano plazo al modelo de mercado:

11. Exponer a la demanda a mercados de corto y mediano plazo e implementar opciones *call*.
La implementación de las opciones *call* implica un cambio en el modelo tarifario y la existencia de contratos especiales, pasando por exponer a la demanda a señales de más corto plazo. Las licitaciones también tendrían que reconocer esta estructura tarifaria especial e incluso podría permitir a los oferentes contar con dos grados de libertad en la oferta de los precios (i.e. precio de la opción y precio de ejercicio).
Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.
12. Incorporar la figura del comercializador.
Aparte de las empresas generadoras y distribuidoras, otros agentes podrían competir por suministrar a los clientes regulados, quienes tendrían la libertad de escoger a su suministrador. Alternativamente, se podría permitir o no la participación de los distribuidores en esta actividad. También, habría que diseñar el conjunto de reglas que regirían al mercado minorista, incluyendo las rentabilidades del negocio, los tipos de contratos y tarifas, existencia de contratos conjuntos de electricidad-gas, etc. Todo esto requerirá de un estudio mayor que determine cuál es la mejor manera de implementar la figura del comercializador en el mercado chileno.
Esta corrección al mecanismo requeriría un cambio de la Ley.

9 ANEXO I: ADJUDICACIÓN REAL VS MÍNIMO COSTO

Proceso	Distribuidora	Bloque	Oferente	Precio ofertado US\$/MWh	Cantidad ofertada GWh/año	Casación real	Casación simulada
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	85.001	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	85.501	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	86.001	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	87.001	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	87.501	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	88.001	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	88.301	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	88.601	110	1.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	94.001	110	1.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	94.201	110	1.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Endesa	102.3	1760	0.38	0.34
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Colbun	125.164	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Colbun	125.164	220	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	AES	89.901	1100	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	104.5	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	104.5	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	104.5	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	104.5	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	104.5	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	104.5	110	0.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	104.5	110	0.00	1.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	114.6	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	114.6	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	114.6	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	114.6	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	114.6	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	114.6	110	0.00	0.00
2008-1a	Chilquinta	Bloque suministro 1	Campanario	114.6	110	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Campanario	96.02	408	1.00	1.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Campanario	96.12	442	1.00	0.62
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Monte redondo	119.5	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Endesa	102.3	850	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Colbun	116.473	170	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Colbun	116.473	170	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Colbun	116.473	170	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Colbun	116.473	170	0.00	1.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	93.901	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	93.901	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	93.901	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.001	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.001	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.001	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.201	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.201	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.201	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.301	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.301	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.301	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.401	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.401	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.401	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.501	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.501	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.501	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.601	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.601	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.601	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.701	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.701	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.701	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	94.751	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	AES	91.001	850	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Monte redondo	119	34	0.00	0.00
2008-1a	Saesa	Bloque suministro 1	Monte redondo	119.25	34	0.00	0.00

Proceso	Distribuidora	Bloque	Oferente	Precio ofertado US\$/MWh	Cantidad ofertada GWh/año	Casación real	Casación simulada
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Monte redondo	110.5	100	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	100	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	200	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	200	1.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	200	1.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	200	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	200	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	200	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Colbun	124.273	200	1.00	0.20
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Campanario	104.19	900	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	93.001	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	94.001	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	94.201	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	90.701	1100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Endesa	102.44	2700	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	91.401	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	91.601	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	91.801	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	92.001	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	92.201	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	92.401	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	92.601	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	AES	92.801	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Campanario	112.39	900	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 1	Campanario	112.39	900	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	102	2000	1.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	102.5	100	0.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	102.9	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	103.3	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	103.7	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	104.1	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	104.5	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Endesa	105	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Monte redondo	109.5	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	89.891	100	0.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	90.193	100	0.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	90.395	100	0.00	0.20
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	90.901	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	91.203	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	91.506	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	91.708	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	91.911	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	92.213	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	94.941	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	95.142	100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	AES	91.304	1100	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Colbun	124.173	100	0.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Colbun	124.173	200	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Colbun	124.173	200	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Colbun	124.173	200	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Colbun	124.173	200	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Colbun	124.173	200	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Colbun	124.173	200	0.00	1.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Campanario	104.19	900	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Campanario	112.39	900	0.00	0.00
2008-1a	CGE	Bloque suministro 2	Campanario	112.39	900	0.00	0.00

Energía
adjudicada real 7110
GWh/año

Energía
adjudicada
simulada 7110
GWh/año

Costo total real 741,662
US\$/año (precio medio real 104.3 US\$/MWh)

Solucion de minimo costo :
Costo total simulado 738,997
US\$/año (precio medio simulado 103.9 US\$/MWh)

Tabla 30. Adjudicación real y simulada del primer llamado de licitación 2008-1 SIC

SYSTEP Ingeniería y Diseños, Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile

Tel 56-2-2320501 | Fax 56-2-2322637 | systep@systep.cl | www.systep.cl

La tabla anterior compara la adjudicación real con una más eficiente que minimiza el costo total anual. Al igual que en el mecanismo actual, los precios no se consideran ni indexados ni modulados nodalmente.

La optimización utilizada para este ejercicio y para obtener la curva *Precio (Cantidad)* de la Figura 34 tiene la siguiente forma:

Precio = argumento que minimiza {costo total}

s.a.

cantidad total de energía adjudicada $\geq$ *Cantidad*

cantidad de energía adjudicada por generador $\leq$ límite declarado por cada generador

cantidad de energía adjudicada por distribuidor $\leq$ volumen licitado por cada distribuidor

número de ofertas particionadas por bloque (sujetas a consulta) $\leq$ 1

Donde el costo total es la sumatoria de los precios por las cantidades adjudicadas en las barras de oferta.

Así, para cada valor de *Cantidad* se obtiene el *Precio* óptimo. Observe que este problema es muy sencillo de resolver (del tipo *MILP –Mixed Integer Linear Programing–*) y es ciertamente más transparente que la heurística actual (i.e. simplemente adjudica al conjunto de ofertas que representa la opción más económica).

Nótese que la casación real tampoco podría minimizar precios medios no ponderados por volúmenes de energía, ya que la heurística asociada incluye, implícitamente, restricciones innecesarias, como por ejemplo:

- que el límite del número de ofertas particionadas o sujetas a consultas por bloque sea menor o igual a 1;
- que la oferta particionada sea la de mayor precio en el bloque respectivo.

En otras palabras, la heurística actual considera un dominio de adjudicaciones factibles más reducido, lo cual puede dejar fuera del proceso de búsqueda a la verdadera solución de mínimo costo (sea un mínimo costo ponderado o no por volúmenes de energía). Por ejemplo, la adjudicación óptima de la Tabla 30 incluye la partición de una oferta en el bloque de Saesa que no es la de precio máximo (lo mismo también ocurre con CGE y Chilquinta). Esta adjudicación factible, que es la solución de mínimo costo para este caso, hubiese quedado fuera de la evaluación bajo las reglas actuales de adjudicación.

10 ANEXO II: MECANISMO CONJUNTO DE ADJUDICACIÓN

En el Proceso de Licitación Pública 2010–1-2° llamado, se utilizó un mecanismo de adjudicación conjunto entre todos los bloques de suministro, es decir, los bloques de suministro licitados por las empresas Chilectra S.A., Empresa Eléctrica Municipal de Til Til, Empresa Eléctrica de Colina Limitada y Luz Andes Limitada.

El mencionado mecanismo faculta a los oferentes participantes a ofertar cantidades de energía en los distintos bloques de suministro licitados, especificando una cantidad máxima de energía posible de ser adjudicada al oferente de que se trate. Es decir, cada oferente puede ofertar más energía que aquella de la que efectivamente puede disponer, señalando el monto máximo que está dispuesto a suministrar, entre todas las ofertas que le sean adjudicadas, tomando como referencia para efectos de resolver la adjudicación, los requerimientos correspondientes a los Bloques de Suministro, componente base, para el año 2016. Por ejemplo, un oferente podrá ofrecer 100 GWh en cinco bloques de suministro distintos, señalando que su oferta máxima total no puede superar 200 GWh (con lo cual, lo máximo que se le adjudica son las ofertas completas correspondientes a dos bloques). Se dice en este caso que cada una de las ofertas es una oferta con restricción. En el marco de este procedimiento, es importante tener presente los siguientes aspectos:

- El procedimiento faculta a un oferente a presentar una o más ofertas en distintos bloques de suministro, que en total pueden sumar una cantidad de energía superior a la que el oferente está dispuesto a suministrar. Si así ocurriera, el conjunto de ofertas realizadas por el oferente son ofertas con restricción. En cualquier caso, las múltiples ofertas que pueda hacer un oferente pueden ser de tamaños y precios distintos entre sí.
- Cada oferta referida a un bloque de suministro determinado, que establece un precio y una cantidad específica, es sólo válida para dicho bloque. Es decir, un generador no puede ser adjudicado a un bloque respecto del cual no ha presentado ofertas, ni transferirse una oferta desde un bloque a otro.
- Los oferentes están obligados a comprar las bases de licitación de cada una de las empresas distribuidoras en las que se presentan ofertas, sean estas ofertas con o sin restricción. Del mismo modo, deben presentar boletas de garantía por cada una de las ofertas presentadas, también con independencia de que éstas hubiesen sido condicionadas a un máximo total adjudicable.
- Una vez terminado el proceso de adjudicación, las boletas de garantía asociadas a ofertas que no hayan sido adjudicadas debido a restricciones establecidas por parte del oferente, respecto a capacidad máxima de energía a suministrar, son devueltas al girador correspondiente. Siguiendo con el ejemplo antes expuesto, si de las cinco ofertas de 100 GWh sólo se adjudicaran dos (ya que el oferente especificó que máximo podría suministrar 200 GWh), las boletas de garantía de las tres ofertas no adjudicadas serán devueltas a su girador. Lo anterior es válido, con independencia del precio de oferta asociado a cada una de ellas.

Reglas del Mecanismo

A continuación se presentan las reglas que definen la adjudicación final de los distintos bloques de suministro involucrados, asegurando que la adjudicación ocurre por estricto mérito de precio y que se cumplen las restricciones de oferta que pueden haber formulado los distintos oferentes.

1. Para cada bloque de suministro licitado se conforman sus respectivas curvas de oferta, sin consideración alguna respecto a si las ofertas involucradas tienen restricciones. Estas curvas de ofertas se denominan curvas de oferta sin restricción.
2. Para cada bloque de suministro en licitación se calculan los precios medios de las curvas de oferta sin restricción establecidas en el punto 1 (PMSR). Para efectos del cálculo del precio medio de un bloque en condición de sub-ofertado, se considera que existe una oferta a precio techo de la licitación más 0,001 US\$/MWh, por la energía requerida para completar la cantidad demandada en el bloque correspondiente.
3. Se identifican todas las combinaciones de ofertas factibles, esto es, aquellas en las que ningún oferente queda con una energía asignada que sobrepase su capacidad máxima. Estas combinaciones se definen para las distintas posibilidades de asignación a bloques específicos que tienen las ofertas con restricción, considerando siempre las ofertas sin restricción en los bloques correspondientes. En cada una de las combinaciones factibles se conforma para cada bloque de suministro la respectiva curva de oferta con restricción y se calculará el respectivo precio medio con restricción (PMCR).

Cabe destacar que para cada una de las combinaciones factibles, el cálculo del precio medio con restricción se realiza siempre considerando para cada bloque todas las ofertas necesarias para cubrir la demanda licitada, incluyendo las ofertas marginales cuando corresponda. En el caso en que para una combinación factible, un bloque estuviese sub-ofertado, el cálculo del precio promedio con restricción incluye todas las ofertas pertenecientes a la respectiva curva de oferta con restricción. Para efectos del cálculo del precio medio de un bloque en condición de sub-ofertado, se considera que existe una oferta a precio techo de la licitación más 0,001 US\$/MWh, por la energía requerida para completar la cantidad demandada en el bloque correspondiente.

4. Para cada combinación factible, se calcula para cada bloque licitado la desviación entre el precio promedio con restricción y el precio promedio sin restricción. Para estos efectos, se utilizará la siguiente fórmula:

Donde:

$$= \frac{\text{Desviación para el bloque } i, \text{ entre el precio promedio con restricción y el precio promedio sin restricción, para la combinación factible } c.}{\text{Precio promedio con restricción correspondiente al bloque } i, \text{ para la combinación factible } c.}$$

- = Precio promedio sin restricción correspondiente al bloque i .
- i = Subíndice que identifica al bloque. Se mueve desde 1 hasta n , donde n es el número total de bloques licitados.
- c = Subíndice que identifica a una combinación factible. Se mueve desde 1 hasta el número total de combinaciones en las cuales se cumplan las restricciones de energía máxima establecidas por los oferentes.
5. Para cada combinación factible, se calcula, para el conjunto de bloques licitados, la suma de las desviaciones de cada bloque (DPM_{ic}) al cuadrado. Para estos se utiliza la siguiente expresión:

Donde:

$SDPM_c$ = Suma de las desviaciones de los distintos bloques, para una determinada combinación factible c .

Cabe destacar que existen tantos valores para la suma de desviaciones definida, como combinaciones factibles, de acuerdo a la definición del subíndice c .

6. Se ordena de mayor a menor las combinaciones factibles de acuerdo a sus valores de $SDPM_c$. Para efectos de adjudicación, se escoge aquella combinación que presente el menor valor de $SDPM_c$.
7. En caso en que existan dos o más combinaciones factibles que tengan el mismo valor (mínimo) de $SDPM_c$, se escoge como combinación factible final para efectos de adjudicación, aquella que presenta el menor precio medio global, el que se calcula como el precio promedio ponderado de todas las ofertas involucradas, utilizando como ponderador la energía de cada oferta del año 2016. El ponderador asociado a las ofertas marginales es, nuevamente, el correspondiente a la energía que permite cubrir la totalidad de la energía licitada.
8. Si dos o más combinaciones factibles tienen igual valor de $SDPM_c$ e igual precio medio global, entonces se utiliza un procedimiento aleatorio para determinar la combinación factible final para efectos de adjudicación.
9. Una vez seleccionada la combinación factible final, se adjudican todas las ofertas no marginales contenidas en dicha combinación.
10. Para las ofertas marginales incluidas en la combinación factible final, se utiliza el siguiente procedimiento:
 - a. Para cada uno de los bloques en que exista sólo una oferta marginal, se procede a consultar a los proponentes con ofertas marginales si aceptan suministrar la energía que

- les resultaría adjudicada en la combinación factible final (sin modificar sus precios). Para todos los proponentes que acepten la condición propuesta, se adjudican las ofertas marginales de acuerdo a lo establecido en la combinación factible final.
- b. Para las ofertas marginales en que los proponentes no hubiesen aceptado la propuesta establecida en el punto a. precedente, y para las ofertas marginales de cualquier bloque en que en la combinación factible final hubiese incluido más de una oferta marginal, las distribuidoras pueden realizar una subasta, aplicando exactamente el mismo procedimiento de licitación conjunta aquí descrito. En este caso, los bloques a licitar corresponden a las cantidades de energía que resultaron con ofertas marginales no adjudicadas en la primera aplicación del procedimiento. En esta nueva subasta, los proponentes podrán ofertar sólo la cantidad de energía requerida para completar la demanda en cada bloque, y sólo a un precio igual o menor que el precio de la oferta marginal original del respectivo bloque. Podrán participar de esta subasta todos los proponentes que presentaron ofertas válidas para dicho bloque.
 - c. Para las ofertas marginales que no son adjudicadas mediante el mecanismo establecido en los puntos a. y b. precedentes, se procede de acuerdo a los criterios que cada empresa licitante haya establecido en sus bases de licitación individual.
 - d. En el caso particular del Proceso de Licitación Pública 2010–1-2° llamado, los criterios mencionados en la letra c. anterior se establecen a continuación.

PROCEDIMIENTO DE SUBASTA INDIVIDUAL DE ENERGÍA

En caso de requerirse una Subasta de Energía según se indica en el punto 10 letra d), se informa conjuntamente con la Comunicación Formal el siguiente procedimiento:

1. Los Proponentes que hayan presentado ofertas válidas en la Licitación Pública 2010–1-2° llamado, deberán concurrir al Domicilio del Proceso según el cronograma indicado en el Calendario del Proceso inserto en el Anexo N°1 de estas Bases.
2. En primer lugar, el Encargado del Proceso levanta un acta en presencia del Notario que señalará la energía en GWh-año a ser subastada.
3. En seguida, se solicita a todos los Proponentes presentes realizar ofertas para suministrar la energía requerida para abastecer el Bloque de Suministro a un precio igual o menor que el de la Oferta Marginal que haya sido presentada para el suministro de dicho Bloque de Suministro en la aplicación del Mecanismo de Adjudicación definido en el presente reglamento. Para este efecto, se entrega un sobre con el Formulario N°6 del Anexo N°8 de las Bases a cada uno de los Proponentes. Estos podrán realizar una Oferta para suministrar todo o parte de la energía requerida, indicando en dicho formulario la energía ofertada y su respectivo precio. No se pueden ofertar cantidades superiores a la requerida.
4. Dentro de los 15 minutos posteriores a la entrega de los sobres mencionados en el punto 3 anterior, el Encargado del Proceso en presencia del Notario procede a retirarlos, y posteriormente a abrirlos todos también en el mismo acto.

5. El Encargado del Proceso adjudicar aquellas ofertas de menor precio que permiten completar la cantidad de energía más cercana posible a la requerida en la subasta, sin llegar a sobrepasarla.
6. Si del conjunto de ofertas de menor precio necesarias para completar la energía requerida en la subasta, y que aún no haya sido adjudicada, se verificase que dos o más ofertas tuvieran el mismo precio, y además, la agregación de la energía de tales ofertas con la energía de las ofertas señaladas en el punto 5 anterior llevase a superar el monto subastado, entonces:
 - A. El Encargado del Proceso levanta un acta en presencia del Notario con la lista de Proponentes empatados.
 - B. Se solicita a dichos Proponentes empatados que señalen la máxima rebaja en US\$/MWh que proponen realizar para sus ofertas presentadas en la subasta. A este efecto, se entregará un sobre con el Formulario N°7 del Anexo N°8 de estas Bases a cada uno de los Proponentes empatados, donde éstos podrán indicar su rebaja.
 - C. Transcurridos 5 minutos el Encargado del Proceso en presencia del Notario procede a retirar todos los sobres, y posteriormente a abrirlos todos también en el mismo acto.
 - D. Con los nuevos valores obtenidos producto de las rebajas realizadas por los Proponentes, se determinará el desempate.
 - E. Luego, el Encargado del Proceso ordenará de mayor a menor las rebajas y adjudicará la oferta que corresponda a la rebaja más alta.
 - F. En caso de producirse un nuevo empate, el Notario seleccionará la oferta a adjudicar a través de un mecanismo aleatorio.

11 ANEXO III: BASE DE DATOS DE PRECIOS

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Sept-11 Barra Oferta	Indexado Sept-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58	94	94	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	58	94	93	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	58	94	94	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	89	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94	172	172	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94	172	172	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59	132	132	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52	117	117	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	66	71	70	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104	172	160	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96	172	167	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96	172	167	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	56	97	96	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124	172	160	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53	93	95	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54	94	97	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	59	63	62	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58	63	62	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58	63	61	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98	172	160	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98	172	160	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	100	172	160	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103	172	160	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107	172	160	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51	62	61	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	58	70	69	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102	172	160	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	51	62	61	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51	62	61	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51	62	62	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50	61	61	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102	172	172	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	56	67	67	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47	57	58	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61	57	56	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61	57	56	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98	172	160	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99	172	160	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	100	172	160	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	102	172	160	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105	172	160	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55	87	86	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	111	172	160	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	93	172	160	2010

	Adjudicado	Indexado Sept-11 Barra Oferta	Indexado Sept-11 Barra Quillota
Precio Medio Licitación	69	101	98

Tabla 31. Base de datos de precios SIC